Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Факультет заочный инженерно-экономический
Кафедра «Электропривод и автоматизация промышленных установок»

ВКР ПРОВЕРЕНА
Рецензент

_____ С.Е. Швецов
23.06. 2016г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой,
д.т.н., профессор

_____ Л.И. Цытович
21.06. 2016г.

ОРГАНИЗАЦИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПС ЛЕМЕЗ-ТАМАК МЕЧЕТЛИНСКОГО РЭС РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН С РАЗРАБОТКОЙ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ (ПРОЕКТУ)
140400.62.2016.625.00.00 ПЗ

Консультанты:
Экономический раздел

_____
А.Б. Иванова, к.п.н.
«21» июня 2016 г.

Безопасность жизнедеятельности

_____
И.А. Бабина, к.ф-м.н.
«16» июня 2016 г.

Руководитель ВКР

_____
П.Р. Король
«21» июня 2016 г.

Автор работы
студент группы ЭлЗ-590

_____
С.А. Панов
«20» июня 2016 г.

Нормоконтролер

_____
А.В. Немчинова, ст. преп.
«20» июня 2016 г.

Челябинск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное Государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)

Факультет « Заочный инженерно-экономический »
Кафедра « ЭиАПУ »
Специальность «140400.62»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Л.И. Цытович
24.06 2016 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Панова Сергея Александровича
(Ф. И.О. полностью)

Группа ЭлЗ-590

1 Тема работы

«Организация рационального электроснабжения ПС Лемез – Тамак Мечетлинского РЭС Республики Башкортостан с разработкой мероприятий по снижению потерь электрической энергии»

утверждена приказом по университету от « 15 » апреля 2016 г. № 661

2 Срок сдачи студентом законченной работы «23» июня 2016 г.

3 Исходные данные к работе

Техническая и справочная литература, нормативные документы, материалы преддипломной практики, методические пособия,

4 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

Введение

1 Сравнение отечественных и передовых зарубежных технологий и решений

2 Анализ схемы электроснабжения

3 Анализ аварийных и плановых отключений

4 Расчет токов короткого замыкания

5 Разработка мероприятий по снижению потерь

6 Выбор схемы электроснабжения

7 Определение технико – экономических показателей вариантов установки элементов АСКУЭ

8 Безопасность жизни деятельности

9 Выводы и рекомендации по работе

Заключение

5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1 Тема и цель выпускной квалификационной работы (1лист)

2 Карта схема ПС 110/35/10 кВ Лемез – Тамак (1лист)

3 Мероприятия по снижению потерь электроэнергии (1лист)

4 Пример расчета потерь мощности и электроэнергии для Ф – 12 «Лемез – Тамак – Таишего» с ТП 2501 в программе РТП – 3.2 (1лист)

5 Результаты расчета электрических нагрузок (1лист)

6 Существующая принципиальная схема (1 лист)

7 Охрана труда и экономические показатели выпускной работы (1 лист)

8 Вывод по выпускной квалификационной работы (1 лист)

Всего 8 листов

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Экономическая часть	Иванова А.Б.	20.05.16 г.	
Безопасность жизнедеятельности	Бабина И.А.		

7 Дата выдачи задания « 18 » апреля 2016 г.

Руководитель _____ П.Р. Король
(подпись) (И.О.Ф.)

Задание принял к исполнению _____ С.А. Панов
(подпись студента) (И.О. Ф.)

АННОТАЦИЯ

Панов С.А. Организация рационального электроснабжения ПС Лемез – Тамак Мечетлинского РЭС Республики Башкортостан с разработкой мероприятий по снижению потерь электрической энергии – г. Челябинск: ЮУрГУ, АПУ, 2016, 98 с. 11 ил., библиогр. список – 14 наименований., 8 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе произведена организация рационального электроснабжения ПС Лемез – Тамак Мечетлинского РЭС Республики Башкортостан с разработкой мероприятий по снижению потерь электрической энергии. Произведен расчет электрических нагрузок. Выполнен выбор силовых трансформаторов. Произведен выбор элементов и структуры АСКУЭ, проработаны вопросы метрологического обеспечения и точности. Произведен расчет надежности спроектированной системы АСКУЭ.

Произведено технико-экономическое сравнение и выбор элементов АСКУЭ различных производителей.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены вопросы охраны труда, экологической безопасности и обеспечения безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций.

					140400.62.2016.625.00.00.ПЗ		
Изм	Дата	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Панов С.А.		21.06.16	Организация рационального электроснабжения ПС Лемез – Тамак Мечетлинского РЭС Республики Башкортостан с разработкой мероприятий по снижению потерь электрической энергии	Литера	Лист 6	Листов 98
Проверил		Король П.Р.		21.06.16		ВКР		
Н.контр.		Немчинова А.В.		23.06.16		ЮУрГУ г. Челябинск Кафедра ЭиАПУ		
Утв.		Цытович Л.И.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 9
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ 12
2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 23
2.1 Себестоимость электрической энергии 26
2.2 Типы релейных защит 27
2.3 Экономическое обоснование 29
3 АНАЛИЗ ПЛАНОВЫХ И АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ 33
4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ 35
5 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ 40
5.1 Краткая методика проведения расчета и анализа потерь электрической энергии в электроустановках 44
5.2 Пример расчета потерь мощности и электроэнергии для Ф – 12 «Лемез – Тамак- Таишего» с ТП 2501/567245 47
5.3 Структура и динамика полезного отпуска электроэнергии и фактических потерь электроэнергии в ПО СВЭС 52
5.4 АСКУЭ на базе КТС «Энергомера» со встроенным PLC – модулем в Мечетлинском РЭС 56
6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТЫ УСТАНОВКИ ЭЛЕМЕНТОВ АСКУЭ 60
7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ 67
7.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов 67
7.2 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса 71
7.3 Охрана труда 73
7.4 Система освещения 76
7.5 Шум и вибрация 77
7.6 Производственная санитария 78
7.7 Мероприятия по снижению энергетических воздействий 78

7.8 Эргономика и производственная эстетика 79
7.9 Противопожарная и взрывобезопасность 80
7.10 Экологическая безопасность 81
7.11 Гражданская оборона 83
7.12 Устойчивость работы подстанции в чрезвычайных ситуациях 85
8 ВЫВОДЫ И РЕКОМИНДАЦИИ ПО РАБОТЕ 87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 88
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 89

ВВЕДЕНИЕ

Проблема эффективного использования энергоресурсов в России стоит очень остро, и с каждым годом ситуация продолжает усугубляться, что существенно тормозит введение в эксплуатацию новых промышленных объектов и жилищных объектов. Особенно остро проблема энергоэффективности стоит не в промышленном секторе, а секторе бытового энергопотребления. Не будем останавливаться на причинах привычки расточительного использования ресурсов населением, так как в той или иной степени они известны каждому. О внедрении энергоэффективных технологий, стандартов и даже национальных приоритетах говорится много, но на практике это оказалось немного сложнее.

Первым шагом к энергоэффективности должны быть мероприятия по составлению полной картины и пониманию ответственных органов и муниципальных властей об энергопотреблении конкретных потребителей и потерях на всех этапах доставки энергоресурсов до потребителя. Для этого вводится обязательная паспортизация объектов капитального строительства, в том числе и жилых домов. Информация об энергоэффективности будет доступна не только для контролирующих органов, но и для всех остальных граждан в сети интернет. В настоящее время все потери тепла, воды и электроэнергии рассчитываются из непонятных для населения значений. Устаревшие линии электропередач, старые трубопроводы или хищения электроэнергии, которые распространены в бытовом секторе - все это сегодня закладывается в тарифы сбытовых компаний, и оплачивается потребителем. Для решения вопроса более прозрачного формирования тарифов, решено устанавливать счетчики воды, электроэнергии, газа и тепла как для балансного контроля, так и непосредственно у каждого потребителя. Одно из решений данной проблемы можно найти в системе АИИСКУЭ (АСКУЭ) бытовых потребителей, построенной на основе PLC-технологий. Преимущества организации учета при помощи автоматизированных систем общеизвестны - такие системы многие годы применяются как за рубежом, так и в России на средних и крупных

промышленных предприятиях. Кроме функций учета, они также осуществляют контроль и управление электропотреблением. Основной экономический эффект от применения этих систем состоит для потребителя в уменьшении платежей за используемую энергию и мощность, а для энергокомпаний - в снижении пиков потребления и уменьшении капиталовложений на наращивание пиковых генерирующих мощностей. Относительно низкое энергопотребление среднего российского бытового абонента, малый удельный вес «быта» в энергобалансе страны, практическое отсутствие технического обслуживания внутридомовых сетей и их незащищенность от проявлений вандализма, низкие тарифы для населения - делали до последнего времени экономически нецелесообразным простой перенос АИИСКУЭ (АСКУЭ) промышленных предприятий даже в многоквартирные городские дома, не говоря уже о сельской местности. При существующих тарифах и перекрестном субсидировании они просто не окупали себя в разумные сроки. Так как в энергобалансе России доля бытового электропотребления до последнего времени не превышала 12% в кВтч и 3...4% в рублевом исчислении, то сбору платы за электроэнергию, потребленную на бытовые нужды, не уделялось большого внимания, и он до сих пор осуществляется по принципу самообслуживания. После ликвидации существующего в России перекрестного субсидирования и доведения тарифов на электроэнергию для бытовых потребителей до уровня себестоимости производства доля их платежей в балансе доходов сбытовых компаний существенно увеличится. Одновременно обострятся проблемы неплатежей и воровства электроэнергии. Мировой опыт свидетельствует, что если «быт» приносит более 20% доходов, то энергокомпании вынуждены принимать специальные меры по повышению уровня собираемости платежей от населения. Например, организовывать дистанционное автоматизированное снятие показаний со счетчиков, автоматизировать выписку счетов и т.д. В среднем по России доля платежей населения в суммарном доходе отечественных энергокомпаний в ближайшие 5 лет вряд ли превысит 15%. Однако в некоторых регионах эта доля уже приближается к критической, что, безусловно, приведет к отмене системы самообслуживания и заставит местные энергосбытовые компании заниматься выпиской счетов

бытовым потребителям. Способствует этому и тот факт, что наиболее крупные промышленные потребители уходят на оптовый рынок электроэнергии, что резко увеличивает долю бытовых и мелкомоторных потребителей в распределительных компаниях.

В России отсутствует структура, координирующая техническую политику в области учета будущих многочисленных энергосбытовых организаций на розничном рынке электроэнергии.

Наиболее перспективными отечественными автоматизированными системами учета бытовых потребителей являются АИИСКУ (АСКУЭ) с использованием PLC-технологий.

Целью дипломного проекта является разработка мероприятий по снижению потерь подстанции, я хочу показать на примере н.пТаишево КТП-2501 как изменились потери электрической энергии до и после установки АИИСКУЭ(АСКУЭ).

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

АСКУЭ – это комплекс технических и программных средств, предназначенных для организации автоматического учета электроэнергии и автоматизированного управления процессом энергопотребления.

Основной задачей АСКУЭ является точное измерение количества потребленной и переданной энергии и мощности (возможно, с учетом суточных, зонных и других тарифов), обеспечение возможности хранения этих измерений (в течение определенного времени) и доступа к этим данным для произведения расчетов с поставщиком или потребителем. Кроме того, важной составляющей является возможность анализа потребления (передачи) энергии и мощности[4].

Использование учета электрической энергии позволяет получить открытую и оперативную картину о расходах электроэнергии и мощности, что является основой для внедрения энергосберегающих технологий. Кроме этого наличие АСКУЭ является необходимым для перехода на качественно новые формы оплаты за электроэнергию.

За рубежом точный аналог такого общего термина, как "АСКУЭ", отсутствует, и в конкретных областях применяются различные фирменные обозначения типа, например STOM (SerialTransmitionofOriginalMeterValues – последовательная передача оригинальных показаний счетчиков) фирмы "Landis&Gir". Наиболее близкой к термину "АСКУЭ" является, по-видимому, широко используемая аббревиатура AMR - AutomaticMeterReading (автоматическое чтение счетчиков), а к термину "автоматизация энергоучета" – automationofpowerme-tering (ofenergymetering) или automationofmeteringofelectricpowerandenergy (автоматизация измерения электрической мощности и энергии), или automationofmeteringofenergycarrier (автоматизация измерения энергоносителей)[1].

Обеспечению высокого качества отечественных систем и средств учета энергоресурсов способствует создание совместных предприятий с ведущими зарубежными фирмами, такими как «Сименс», «АББ», «Данфосс», давно работающи-

ми на российском рынке. Благодаря электронным компонентам зарубежного производства российские производители стали шире использовать современные сетевые средства и цифровую технологию получения и обработки данных.

На сегодняшний день в России существует множество производителей выпускающих все необходимое оборудование (счетчики, концентраторы, передающие устройства) и программное обеспечение для организации сетей АСКУЭ:

ООО "Фирма Инкотекс" (Москва) – счетчики «Меркурий»;

завод им. Фрунзе (Н. Новгород) – счетчики типа ПСЧ, СЭО, СЭБ;

Московский завод электроизмерительных приборов МЗЭП (Москва) – счетчики СОЭ;

Государственный Рязанский Приборный Завод ГРПЗ (Рязань) – счетчики СЭТ, ГАММА;

ОАО «Концерн Энергомера» (Невинномысск) – счетчики ЦЭхххх;

ООО «Матрица» (Железнодорожный, МО) – счетчики серии NP;

ОАО «ЛЭМЗ» (Санкт-Петербург).

В структуре АСКУЭ в общем случае можно выделить четыре уровня рисунок 1.1[2].

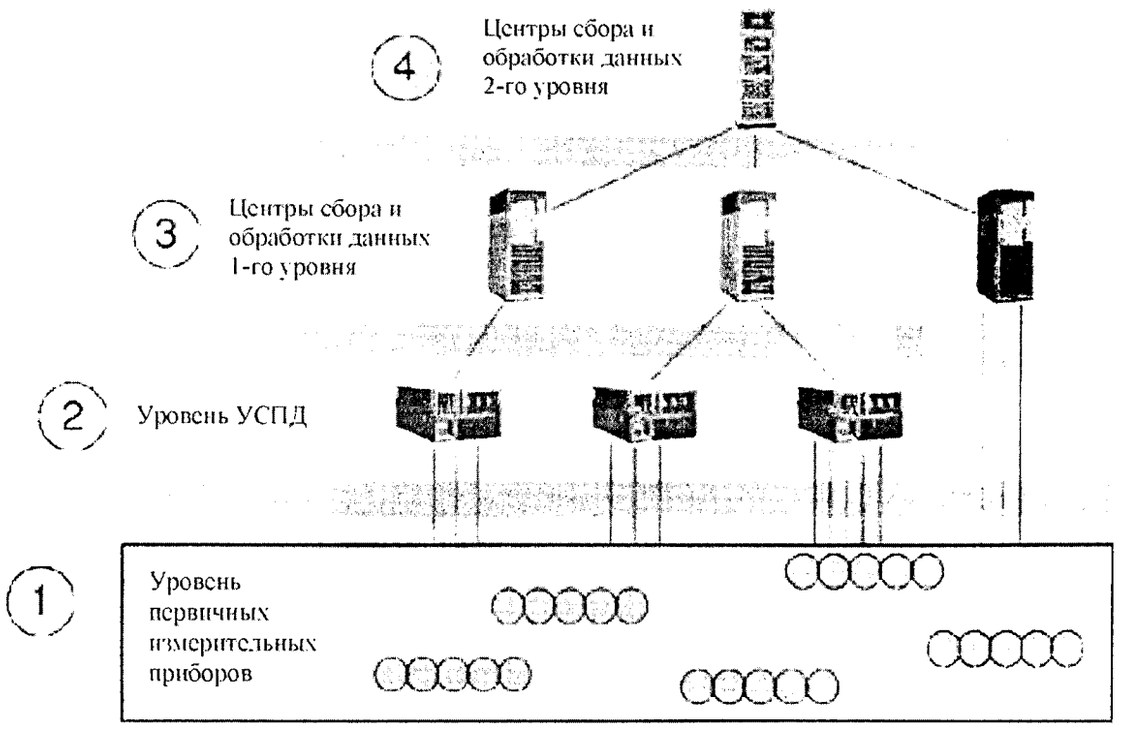


Рисунок 1.1 – Уровни АСКУЭ

Первый уровень – первичные измерительные приборы (ПИП) к которым относятся счетчики с телеметрическими или цифровыми выходами, осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (потребление электроэнергии, мощность и др.) по точкам учета. Сюда же относятся и измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Второй уровень – устройства сбора и подготовки данных (УСПД), специализированные измерительные системы или многофункциональные программируемые преобразователи со встроенным программным обеспечением энергоучета, осуществляющие в заданном цикле интервала усреднения круглосуточный сбор измерительных данных с территориально распределенных ПИП, накопление, обработку и передачу этих данных на верхние уровни.

Третий уровень – персональный компьютер (ПК) или сервер центра сбора и обработки данных со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий сбор информации с УСПД (или группы УСПД). Здесь выполняется итоговая обработка информации как по точкам учета, так и по их группам - по подразделениям и объектам предприятия, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений (управления) оперативным персоналом службы главного энергетика и руководством предприятия;

Четвертый уровень – сервер центра сбора и обработки данных со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий сбор информации с ПК и/или группы серверов центров сбора и обработки данных третьего уровня, дополнительное агрегирование и структурирование информации по группам объектов учета, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений руководством территориально распределенных средних и крупных предприятий или энергосистем, ведение договоров на поставку энергоресурсов и формирование платежных документов для расчетов за энергоресурсы.

Все уровни АСКУЭ связаны между собой каналами связи. Для связи уровней ПИП и УСПД или центров сбора данных, как правило, используется прямое со-

единение по стандартным каналам связи (PLC, GSM-GPRS, радио, Ethernet). УСПД с центрами сбора данных 3-го уровня, центры сбора данных 3-го и 4-го уровней могут быть соединены по выделенными, коммутируемыми каналам связи или по локальной сети.

Чтобы сделать системы универсальными в части использования любых тарифов, в последних моделях был изменен способ хранения информации: она стала храниться и в УСПД, и в ВУ в квантованном (по 30 минут) виде с метками времени. При этом простым изменением программы обработки информации на ВУ верхнего уровня (а если потребуется для цехового учета, то и в УСПД) эти системы можно адаптировать к любому тарифу, включая дифференцированный по 48 зонам суток (самый сложный из известных мировых тарифов).

За рубежом новейшие системы, тысячами эксплуатирующиеся в США и Канаде, имеют аналого-цифровой преобразователь (АЦП) уже прямо на трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН). Передача информации от АЦП осуществляется по волоконно-оптическому кабелю (ВОК), что устраняет проблему погрешностей в кабелях связи датчиков с ЭВМ из-за потерь напряжения и электромагнитных влияний. Учитывая изоляционные свойства ВОК, датчики могут располагаться на высоком напряжении, что открывает определенные возможности для внедрения новых типов первичных измерителей.

В США на опытном полигоне фирмы АББ установлен современный комбинированный ТТ и ТН для напряжения 400 кВ высотой всего около 2 м, выдающий по ВОК все необходимые для учета, технологического управления и релейных защит цифровые данные.

Организация каналов передачи данных между удаленными объектами является актуальной задачей при создании автоматизированных систем сбора и передачи информации в рамках систем учета энергоресурсов.

Сбор информации о показаниях счетчиков может осуществляться как проводным, так и беспроводным способом. На сегодняшний день преобладает первый способ, а самыми востребованными технологическими решениями для про-

водных сетей счетчиков являются интерфейс RS-485, токовая петля и интерфейс передачи по силовым линиям PLC.

Информация со счетчиков поступает в локальный центр — концентратор, в памяти которого она сохраняется в виде массивов данных. Подобных концентраторов в системе АСКУЭ может быть множество, но для их обслуживания и мониторинга достаточно всего одного центра сбора и обработки информации (ЦСОИ). Для организации передачи данных с удаленных концентраторов системы в единый ЦСОИ, наиболее востребованным решением является организация передачи данных по сети GSM.

При использовании беспроводной технологии GSM данные могут передаваться тремя основными способами: с помощью службы коротких сообщений SMS (Short Message Service), по голосовому каналу GSM и с использованием пакетной передачи данных GPRS (General Packet Radio Service).

Наиболее оптимальный способ передачи данных по сети GSM — применение технологии GPRS. Главной ее особенностью является возможность постоянного подключения абонента к сети, т. е. наличие активного виртуального канала связи. На время передачи пакета данных абоненту предоставляется реальный (физический) радиоканал, который в остальное время используется для передачи пакетов других пользователей сети, таким образом, абонент не занимает физический канал постоянно и платит только за трафик, а не за все время сеанса связи. В результате существенно снижается стоимость передачи мегабайта информации. Максимально возможная скорость обмена данными с помощью технологии GPRS теоретически может достигать 170 Кбит/с.

В качестве устройства передачи данных можно использовать и обычный сотовый телефон, поддерживающий услугу GPRS. Однако более приемлемыми с точки зрения стоимости, эффективности и надежности работы, а также устойчивости к неблагоприятным воздействиям окружающей среды (высокие температура, влажность и т. д.) являются специальные модемы, выполненные в виде внешних терминалов и встраиваемых модулей. Встраиваемый модуль GSM/GPRS — это безкорпусной элемент (OEM-модуль), для функционирования которого необ-

ходимы дополнительные компоненты: средства электропитания цифрового и радиочастотного блоков, интерфейсы для связи с внешними устройствами, корпус, антенна и т. д. Напротив, внешний терминал GSM/GPRS представляет собой полностью готовое к работе устройство.

При проектировании системы обмена данными любого крупного предприятия в качестве интерфейса передачи данных часто выберается RS-485. Интерфейс связи RS-485 является наиболее широко распространенным промышленным стандартом, использующим двунаправленную сбалансированную линию передачи и поддерживает многоточечные соединения, обеспечивая создание сетей с количеством узлов до 32 (64, 128 – зависит от нагрузочных характеристик микросхем) и передачу на расстояние до 1200 м (практически можно и больше, но лучше меньше). Использование повторителей позволяет увеличить расстояние передачи еще на 1200 м или добавить еще N узлов. Однако каждый ретранслятор вносит свои искажения сигнала. Не желательно использование больше двух - трех последовательно включенных ретрансляторов в сети.

Передача информации по RS-485 может осуществляться на скорости до 10 Мбит/с.

Для передачи данных, как правило, используется кабель "витая пара", что, уменьшает электромагнитные и индуцируемые электромагнитные помехи (наводки). В зависимости от геометрии кабеля и материалов, используемых в изоляции, витая пара будет обладать соответствующим "волновым сопротивлением", (обычно используется кабель типа UTP с волновым сопротивлением 100 Ом).

Выполнение прокладки, монтажа кабеля требует времени, места для прокладки кабельной трассы и потому это связано с финансовыми затратами.

Линии электропитания окружают нас повсюду: дома, на улице, в офисе, на производстве. Идея передавать по ним информацию без прокладки дополнительных трас не нова – она родилась еще в 20-х годах прошлого столетия. Однако лишь благодаря последним достижениям в области микроэлектроники эта идея нашла свое воплощение в компактных и доступных по цене устройствах.

Power Line Communication, сокращенно PLC, – термин, обозначающий совокупность технологий высокочастотного информационного уплотнения линий электропитания, или, проще говоря, технологий «без новых проводов».

PLC-технологии являются достойной альтернативой другим технологиям передачи данных – как проводным, так и беспроводным, а в ряде случаев такие технологии просто незаменимы. И, учитывая то, что линии электроснабжения существуют на всех предприятиях и соединят все силовое оборудование, за этими технологиями, безусловно, будущее.

К основным преимуществам PLC-технологий относятся:

- низкие совокупные затраты на оборудование, материалы, электромонтажные и строительно-монтажные работы, по сравнению с традиционными проводными решениями, решениями на базе оптоволокна и радиоканала;
- отсутствие эксплуатационных затрат;
- отсутствие трудностей с получением разрешений на монтаж и эксплуатацию, поскольку такие разрешения не требуются;
- разветвленная топология сети без использования повторителей
- оперативность развертывания, изменения конфигурации и количества узлов;
- устойчивость связи к изменению погодных условий.

До последнего времени технологии передачи данных по электросети использовались исключительно энергетиками для передачи сигналов релейной защиты и автоматики по линиям электропередач высокого и среднего напряжения, т.к. электрическая сеть низкого напряжения как среда передачи данных характеризуется:

- несимметричностью линии
- нестабильным импедансом
- высоким уровнем и непредсказуемостью помеховой обстановки и потерь полезного сигнала.

Результатом многолетних научных исследований, которые продолжаются до сих пор, стала выработка разнообразных способов модуляции и помехоустойчи-

вого кодирования сигнала, а также ряда стандартов PLC, устанавливающих различные диапазоны несущих частот. Тем не менее, общепринятой коммуникационной технологии выработано не было, что обусловлено, прежде всего, исторически сложившимися различиями в построении систем энергоснабжения ведущих стран мира.

В отличие от США и Японии, в России и большинстве стран Европы электросети низкого напряжения, запитанные от трансформаторных подстанций, помимо всего, отличаются:

– низким активным сопротивлением фаза-нейтраль;

– большой суммарной длиной и разветвленностью линий;

– большим числом потребителей и высоким энергопотреблением.

Различия накладывают определенные ограничения как на частотный диапазон PLC, так и на тип модуляции несущей. С увеличением длины линии, ростом несущей частоты и ширины полосы модуляции увеличивается уровень электромагнитного излучения и, соответственно, потерь полезного сигнала.

По типу модуляции PLC подразделяется на широкополосную и узкополосную. Первая в зависимости от используемого диапазона частот обеспечивает пропускную способность канала связи от сотен килобит до сотен мегабит при дальности связи точки в пределах сотни метров и используется преимущественно для организации сетей Ethernet и IP-телефонии. Вторая – в системах автоматизации, диспетчеризации и учета энергопотребления при пропускной способности канала связи от 100 бит/с до 10-15 кбит/с и дальности связи от двух до нескольких десятков километров, что определяется параметрами линии, используемой для передачи сигнала.

Узкополосные PLC-модемы примененяются для информационного уплотнение существующих силовых или контрольных кабелей, а также для построения сетей связи в системах автоматического и диспетчерского управления:

- удаленными объектами (насосными станциями, теплопунктами и т.п.) и движущимися машинами с гибким или троллейным подводом питания (кранами, вагонотолкателями, тележками и т.п.);

кбит/с, их рынок ориентирован в основном на применение в системах учета энергопотребления с небольшим количеством точек учета. В то же время, имеется ряд зарубежных производителей узкополосных модемов, изделия которых позволяют строить на их базе системы управления, диспетчеризации и учета энергопотребления, данные в которых передаются с минимальной задержкой.

Новым решением в области энергетики являются системы Smart Grid или «умные сети». Создание концепции Smart Grid за рубежом преследовало следующие ключевые задачи:

- повышение надежности электроснабжения и безотказности работы системы (следует напомнить, что начало развитию концепции Smart Grid в США положил ряд крупных системных аварий на территории страны);
- повышение энергетической эффективности;
- сохранение окружающей среды.
- Исходя из указанных задач системы Smart Grid объединяют в себе:
- системы автоматизированного учета и информационные системы потребителей;
- инфраструктура систем связи для энергообъектов;
- системы мониторинга состояния и управления электротехническим оборудованием;
- системы автоматизации для повышения надежности и безотказности электроснабжения;
- системы, обеспечивающие интеграцию источников электроэнергии малой мощности и накопителей, в том числе, электромобилей;
- системы управления данными;
- системы управления оперативными выездными бригадами.

Объединенные в единую платформу, эти технологии позволяют по-новому подходить к построению электрических сетей, переходя от жесткой структуры «генерация — сети — потребитель» к более гибкой, в которой каждый узел сети может являться активным элементом. При этом интеллектуальная сеть в автоматическом режиме производит переконфигурацию при изменении условий.

Вывод по разделу один

Оборудование российского производства выполняет все основные функции и имеет относительно невысокую стоимость. Системы и средства учета энергоресурсов российского производства находятся на высоком уровне и отвечают мировым требованиям.

2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Подстанция 110/35/10Лемез-тамак находится в Мечетлинском районе на южной стороне населенного пункта Кутушево в 50м от трассы Уфа-Екатеренбург, для защиты от проникновения подстанция ограждена металлическим забором высотой 2,5м поверх которого натянута колючая проволока (егоза). В работу введена 1974 году и является тупиковой.Подстанцию обслуживают дежурные ОВБ Мечетлинского РЭС.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) - 110кВ выполнено по типу "схема 110 4Н" [13].

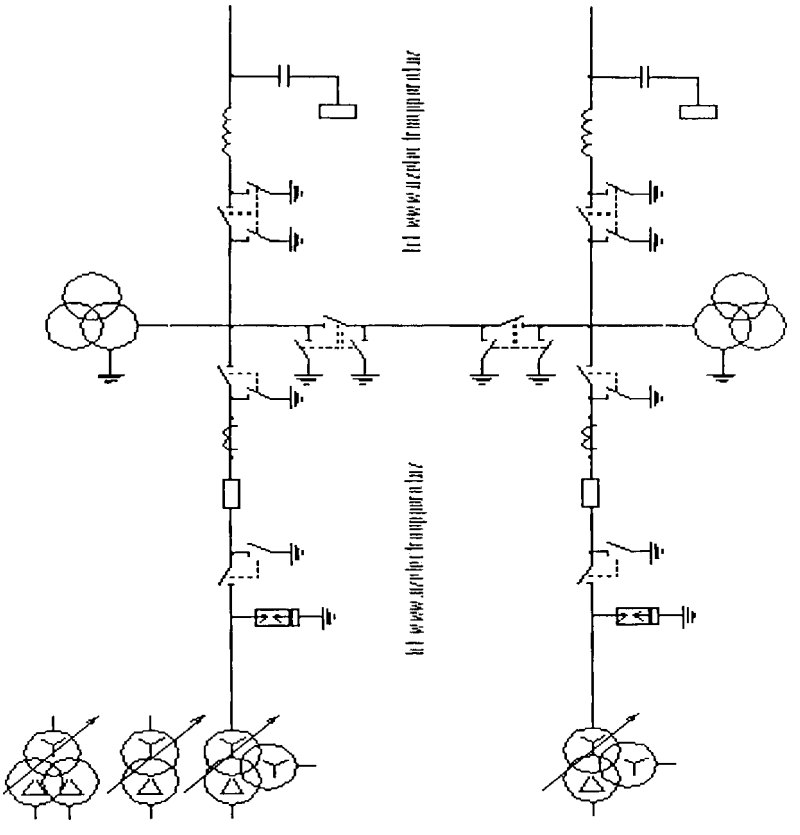


Рисунок 2.1 – Схема с неавтоматической перемычкой со стороны линий

Открытые распределительные устройства (ОРУ) - 35кВ выполнено по типу "схема 35 9Н" [13].

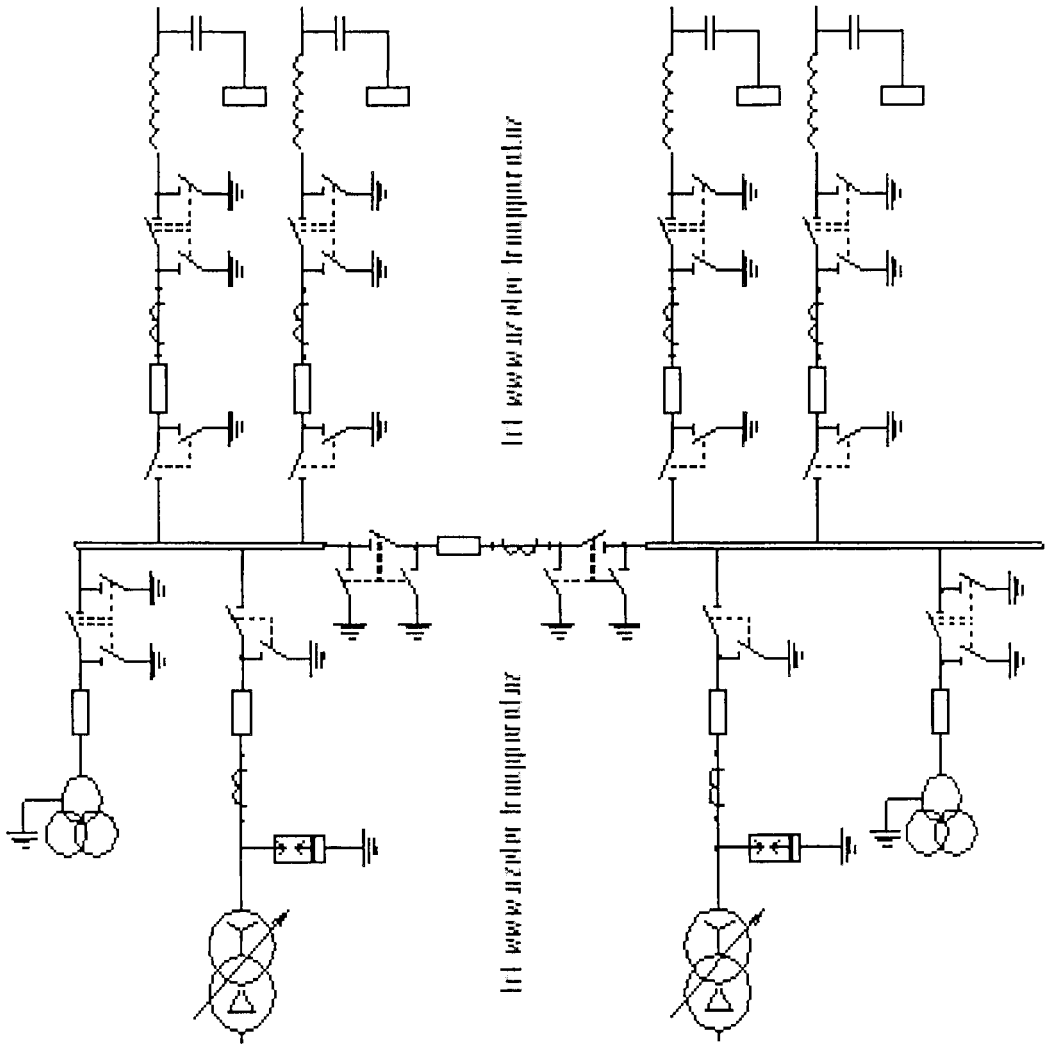


Рисунок 2.2 – Секционированная система шин.

Комплектные распределительные устройства - 10кВ выполнено по типу "КРУН-К-59" [13].

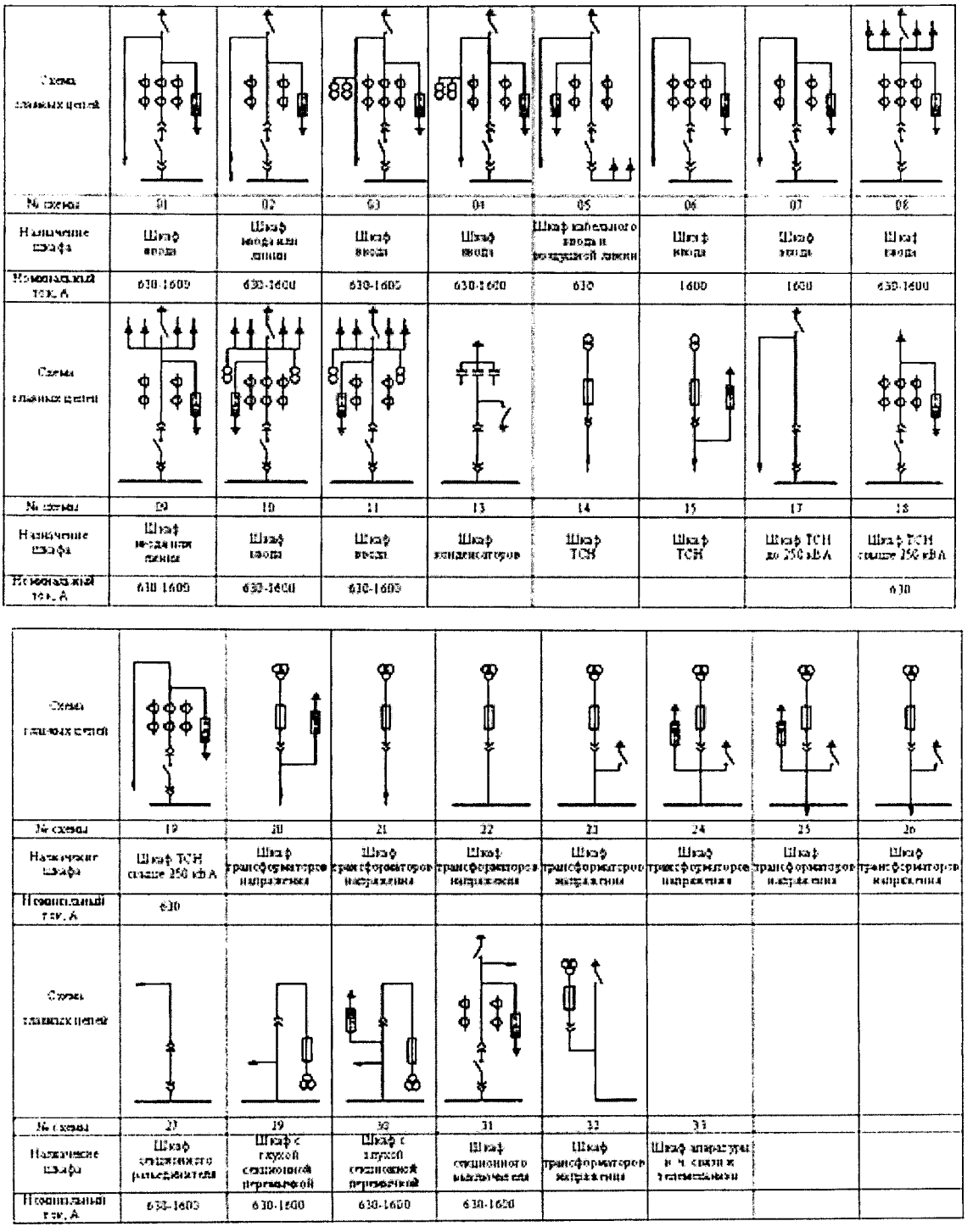


Рисунок 2.3 – Схемы главных цепей КРУН типа К-59

Подстанция 110/35/10 Лемез-тамак двухтрансформаторная с трансформаторами ТДТН мощностью 25 кВ, с встроенным РПН, для защиты трансформаторов на стороне высокого напряжения установлены выключатель масленый ВМТ-110-25/1250, а защита отходящих ВЛ-35 с помощью ВГ-35-12,5/630 выключатель элегазовый наружной установки предназначен для коммуникации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах.

Защита ВЛ-10 кВ ВВУ/СЭЩ-10-20/1000 – вакуумный выключатель с пружинно-моторным приводом (возможна установка электромагнитного привода). Выключатель предназначен для коммутации высоковольтных электрических цепей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземлённой нейтралью частоты 50 Гц напряжения 10 кВ в номинальном режиме работы электроустановки и для автоматического отключения этих цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при аварийных режимах.

От сборных шин 10кВ подстанции отходит четыре действующих линии и две резервные.

Протяжённость отходящих линий 10кВ:

фидер №7 "Лемез-тамак-МТМ" составляет 592м;

фидер №11"Лемез-тамак-Сабанаково" составляет 11км 470м;

фидер №12"Лемез-тамак-Таишево" составляет 39км 120м;

фидер №13"Лемез-тамак-Сулейманово составляет 29км 740м;

От сборных шин 35кВ отходят четыре действующие воздушных линии 35кВ: Вл-35 Карлыханово-1; Вл-35 Карлыханово-2; Вл-35 Ярославка-1; Вл-35 Ярославка-2; [14].

2.1 Себестоимость электрической энергии

Себестоимость продукции - это стоимостная оценка используемых в процессе производства природных ресурсов, сырья, материалов, топлива, энергии, основных средств, трудовых ресурсов, а также других затрат на ее производство и реализацию. Определяют как себестоимость всей продукции, или издержки «**И**», так и себестоимость единицы продукции « **s** ». Расчет общих производственных издержек включает все производственные затраты, т.е. материальные, затраты по оплате труда, общезаводские, накладные и другие затраты, отнесенные на производство продукции за рассматриваемый период. Применительно к энергетике себестоимость единицы продукции можно определить:

$$\bar{s} = \frac{Иээ}{Эг} \quad (2.1)$$

себестоимость ед. электрической энергии, руб/(кВт·ч); где:

Иээ - годовые издержки на производство электрической энергии млн.руб.;

Эг - количество электрической энергии, произведенной за год, кВт·ч.

Расчет себестоимости продукции необходим предприятию по нескольким причинам:

во-первых, себестоимость единицы продукции является основой для определения цены на произведенную продукцию;

во-вторых, расчет себестоимости используется для оценки эффективности и прибыльности работы предприятия.

Себестоимость электрической энергии ООО Башкирэнерго ПО СВЭС состоит:

- Затраты на производство;
- Передача электроэнергии по сетям БСК;
- Сбытовая надбавка "Энергосбыт"
- Затраты на передачу электроэнергии по распредсетям до потребителей.

$$Иээ = З_{пр}+З_{пер.э.э(БСК)}+З_{Эн.сб.}+З_{пер.до\ потрб.} \quad (2.2)$$

2.2 Типы релейных защит

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная работа энергосистем. На Подстанции Лемезтамак 110/35/10 следующие типы защит:

1. Продольная дифференциальная защита — от коротких замыканий в обмотках и на их наружных выводах, для трансформаторов мощностью, как правило, 6,3 МВ-А и выше; с действием на отключение трансформатора.

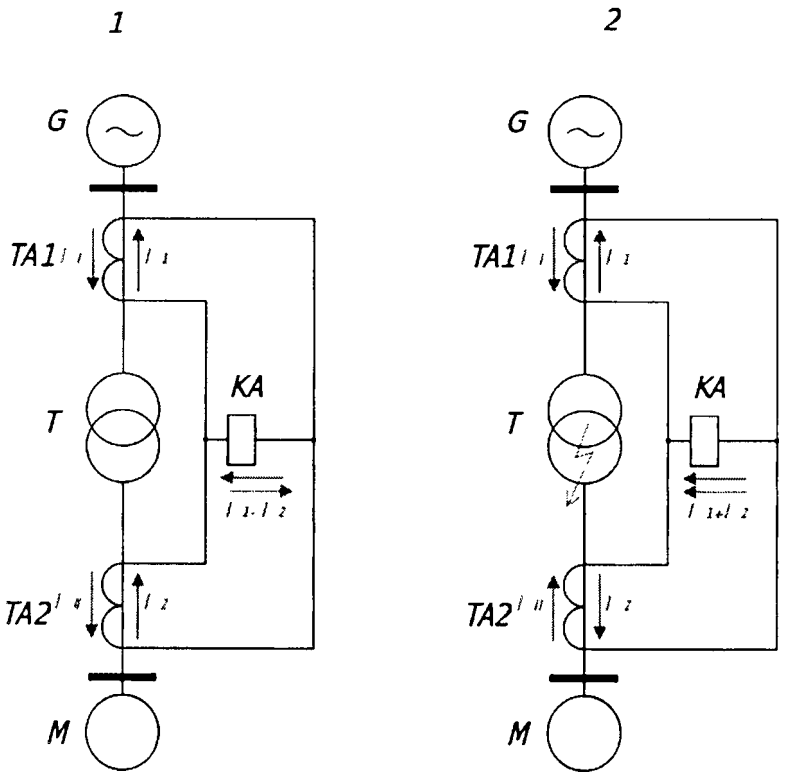


Рисунок 2.4 – Схемы продольной дифференциальной защиты (1- нормальный режим работы; 2- режим работы при коротком замыкании)

2. Газовая защита — от всех видов повреждений внутри бака (кожуха) трансформатора, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также от понижения уровня масла, для масляных трансформаторов мощностью, как правило, 6,3 МВ-А и выше; с действием на сигнал и на отключение [5].

3. Максимальная токовая защита (с пуском или без пуска по напряжению) — от сверхтоков, обусловленных внешними междуфазными короткими замыканиями на сторонах НН или СН трансформатора, для всех трансформаторов, независимо от мощности и наличия других типов релейной защиты; с действием на отключение [5].

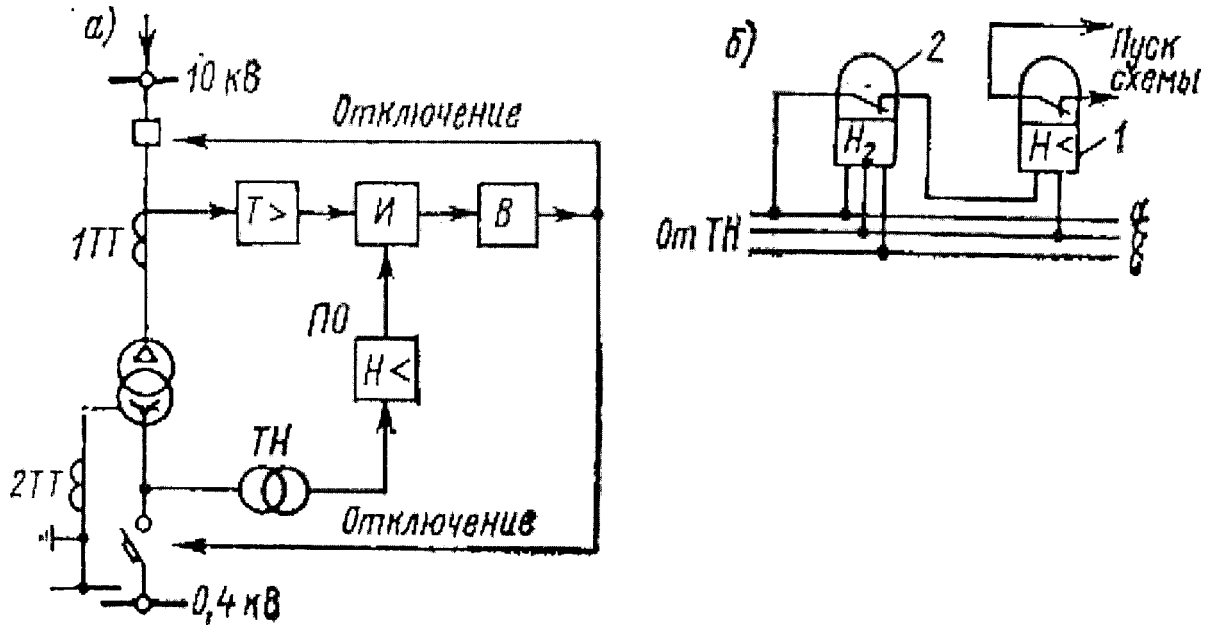


Рисунок 2.5 – Структурная схема максимальной токовой защиты с пусковым органом напряжения и схема комбинированного пускового органа напряжения

2.3 Экономическое обоснование

В Мечетлинском РЭС ПО СВЭС внедрена система АСКУЭ с передачей данных по силовой сети 0,4 кВ, выполненная на основе комплекса технических средств "Энергомера", предназначенная для осуществления эффективного авматизированного учета электроэнергии и мощности бытового сектора, а также регестрации и хранения параметров электропотребления, передачи информации в центр сбора информации и формирования отчетных документов.

Перечень оборудования для АСКУЭ приведён в таблице 2.1. [10].

Таблица – 2.1 Перечень оборудования для АСКУЭ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Цена (с НДс) руб.	Стоимость (сНДс), руб.
Оборудование ОАО "Концерн Энергомера"				
1	Счетчики электрической энергии СЕ 102S7 145 OKPSVZ	69	2140	147660

Окончание таблицы – 2.1

2	Счетчики электрической энергииCE 303 S31 543 JAVZ	1	3507	3507
3	Устройство сбора передачи данных УСПД164-01М К1	1	11500	11500
4	Блок питания БП-24	1	2015	2015
5	PLC-модем CE832C5	1	3835	3835
6	Специализированное программное обеспечение "Энергомера"	1	26450	26450
7	Шкаф АСКУЭ (600*500*200)	1	2450	2450
8	Автоматический выключатель ВА47-29 4р 5А	1	345	345
9	Ограничитель импульсных напряжений ОИН-1	1	240	240
Оборудование сторонних производителей				
10	Сервер АСКУЭ	1	92000	92000
11	GSM-модем (EIA232)	1	6325	6325
12	GSM-модем(USB)	1	6325	6325
13	Блок зажимов ТВ-2512L	1	69	69
14	Нулевая шина PE	1	35	35
15	Колодка испытательная переходная КИ УЗ	1	402	402
16	Розетка	1	104	104
17	Система обогрева шкафа АСКУЭ	1	2300	2300
Кабельная продукция, материалы				
	Кабельная продукция	-	-	По факту
	Всего оборудования	-	-	305562

Предварительная стоимость работ (услуг) по разработке АСКУЭ приведена в таблице 2.2 [14].

Таблица – 2.2 Предварительная стоимость работ на создание АСКУЭ

№ п/п	Наименование работ (услуг)	Стоимость (с НДС),руб
1	Разработка технического задания	55000
2	Разработка технорабочего проекта	95000
3	Разработка эксплуатационной документации	39000
4	Электромонтажные работы	210000
5	Пусконаладочные работы	176000
6	Ревизия измерительных комплексов***	165000
7	Разработка и аттестация методики измерений	220000
8	Первичная проверка АСКУЭ	260000
9	Сдача в промышленную эксплуатацию	55000
ИТОГО по работам		1275000
Общая стоимость оборудования и работ по созданию АСКУЭ		1580562

В таблице 2.3 приведены годовые коммерческие потери электроэнергии на ТП10/0,4 кВ Мечетлинского РЭС до и после установки АСКУЭ [14].

Таблица – 2.3 Годовые коммерческие электроэнергии

№ п/п	Наименование узла повышенных коммерческих потерь электроэнергии	Коммерческие потери электро-энергии до установки АСКУЭ тыс.кВтч.	Коммерческие потери электро-энергии после установки АСКУЭ, тыс.кВтч.
1	ТП 10/0,4 кВ №2519н.п.Абдрахимово	178,5	37,6
2	ТП 10/0,4 кВ №2516н.п.Абдрахимово	92,9	44,13
3	ТП 10/0,4 кВ №2316н.п.Юнусово	105,7	50,2
4	ТП 10/0,4 кВ №2548н.п.Юнусово	116	55
5	ТП 10/0,4 кВ №2577 н.п.Юнусово	90,6	42
6	ТП 10/0,4 кВ №2499 н.п.Темеряково	62,6	28
7	ТП 10/0,4 кВ №2502н.п.Таишево	93,3	44
8	ТП 10/0,4 кВ №2501н.п.Таишево	94,6	46
	Итого:	738,66	347

В таблице 2.4 приведена стоимость годовых коммерческих потерь у потребителей 0,4 кВ до и после установки АСКУЭ [14].

Планируемый среднегодовой тариф на оплату фактических потерь за 2014г.

Таблица 2.4 – Стоимость коммерческих потерь у потребителей 0,4 кВ

№ п/п	Наименование узла повышенных коммерческих потерь электроэнергии	Стоимость коммерческих потерь электроэнергии до установки АСКУЭ(1,5 руб.за1кВтч),тыс.руб.	Стоимость коммерческих потерь электроэнергии после установки АСКУЭ(1,5 руб.за1кВтч),тыс.руб.
1	ТП 10/0,4 кВ №2519 н.п.Абдрахимово	119	56,5
2	ТП 10/0,4 кВ №2516 н.п.Абдрахимово	139,4	66,2
3	ТП 10/0,4 кВ №2316 н.п.Юнусово	158,6	75,3
4	ТП 10/0,4 кВ №2548 н.п.Юнусово	174,0	82,5
5	ТП 10/0,4 кВ №2577 н.п.Юнусово	136	63
6	ТП 10/0,4 кВ №2499 н.п.Темеряково	94	42

Окончание таблицы 2.4

7	ТП 10/0,4 кВ №2502 н.п.Таишево	140	66
8	ТП 10/0,4 кВ №2501 н.п.Таишево	142	69
	Итого:	1108	520,5

На основе данных таблицы 2.4 определим экономический эффект, Э, от установки АСКУЭ

$$Э = Цбез\ АСКУЭ - Ц \quad (2.3)$$

с АСКУЭ = 1108 - 520,5 = 587,5 тыс.руб.,

где Цбез АСКУЭ - стоимость коммерческих потерь электроэнергии до установки АСКУЭ, Ц без АСКУЭ =1108 тыс.руб.

Цс АСКУЭ - стоимость коммерческих потерь электроэнергии после установки АСКУЭ, Ц с АСКУЭ = 520,5 тыс.руб.

Срок окупаемости, Ток, от внедрения АСКУЭ составляет:

$$Ток= К/Э = 1580562 / 587,5 = 2,7\ г., \quad (2.4)$$

где

Э - экономический эффект, от установки АСКУЭ

К - капитальные вложения на электрооборудование и стоимость работ по установке АСКУЭ.К = 1580562 руб.

При среднем потреблении реальный срок окупаемости от внедрения оборудования АСКУЭ составляет 6,7года что почти в 2 раза больше планового 2,7 года из этого мы делаем вывод: установка оборудования АСКУЭ окупится быстро только на ТП с высоком потреблением и потерями электроэнергии, что

выгодно для сетевых организаций в плане экономии средств, оборудование удобно и надёжно в эксплуатации.

3 АНАЛИЗ ПЛАНОВЫХ И АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ

Важнейшей обязанностью работников эксплуатации подстанций является обеспечение надежной работы электрического оборудования и бесперебойного электроснабжения потребителей. Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий, к которым они привели. В большинстве случаев аварийные отключения происходят в период грозовой активности, в основном отключения происходят по 10кВ.,с успешным АПВ [14].

Таблица 3.1 – Процентное соотношение аварийных отключений .

Авария	**проценты**
период грозовой активности	65%
механическое воздействие естественное старение неисправность оборудования	25%
ошибочные действия персонала	10%

Плановые отключения необходимы для проведения мероприятий в рамках подготовки к предстоящему осенне-зимнему периоду. Отключение подстанции производят не более 2-3 дней, причем только в дневное время на период проведения работ. Об отключении электроэнергии жителей населенных пунктов стараются предупреждать за 10 дней .

Плановые отключения связаны с текущим и капитальным ремонтом согласно графиков ремонта, который приведен ниже в таблице 3.2 [14].

Таблица 3.2 – Годовой план-отчёт ремонта оборудования подстанций на 2014 г.

п/п	Наименование ПС, диспетчерский №	Тип оборудования (полное заводское наименовани)	Год и вид последнего ремонта	Вид ремонтных работ	Кол-во	Планируемое время (месяц)	Смена-стость	Исполнитель	Норма времени чел./ч	Фактическое время ремонта	
										нач.	оконч.
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС Лемез-Тамак										
2	ВГ-35 1Т	ВГБЭп-35-12,5/630УХЛ1	т.р.2012	текущий ремонт	1	май		х/с	16		
3	ВГ-35 Карлыханово-1	ВГБЭп-35-12,5/630УХЛ1	т.р.2012	текущий ремонт	1	май		х/с	16		
4	ВГ-35 Ярославка-1	ВГБЭп-35-12,5/630УХЛ1	т.р.2012	текущий ремонт	1	май		х/с	16		
5	СВГ-35	ВГБЭп-35-12,5/630УХЛ1	т.р.2012	текущий ремонт	1	май		х/с	16		
6	ВГ-35 2Т	ВГБЭп-35-12,5/630УХЛ1	т.р.2012	текущий ремонт	1	май		х/с	16		
7	ВГ-35 Ярославка-2	ВГБЭп-35-12,5/630УХЛ1	т.р.2012	текущий ремонт	1	май		х/с	16		
8	ВГ-35 Карлыханово-2	ВГБЭп-35-12,5/630УХЛ1	т.р.2012	текущий ремонт	1	май		х/с	16		

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Длина линии 35кВ L = 7,23 км выполнена проводом марки АС-70, воздушная линия 10кВ, L= 12,7 км проводом А-50. Индуктивное сопротивление линии 35кВ - 0,4 Ом/км, 10кВ - 0,38 Ом/км. Номинальная мощность трансформаторов: Sт1ном=2,5 МВА, Sт2ном=100 кВА. Напряжение КЗ

трансформаторов: Uк1 = 6,5%, Uк3 = 4,5%. Мощность КЗ на шинах подстанции

Sк.ш=400 МВА.

За базисное напряжение принимается средненоминальное напряжение одной из ступеней, 10,5 или 0,4кВ. Примем Uб=10,5 кВ [6].

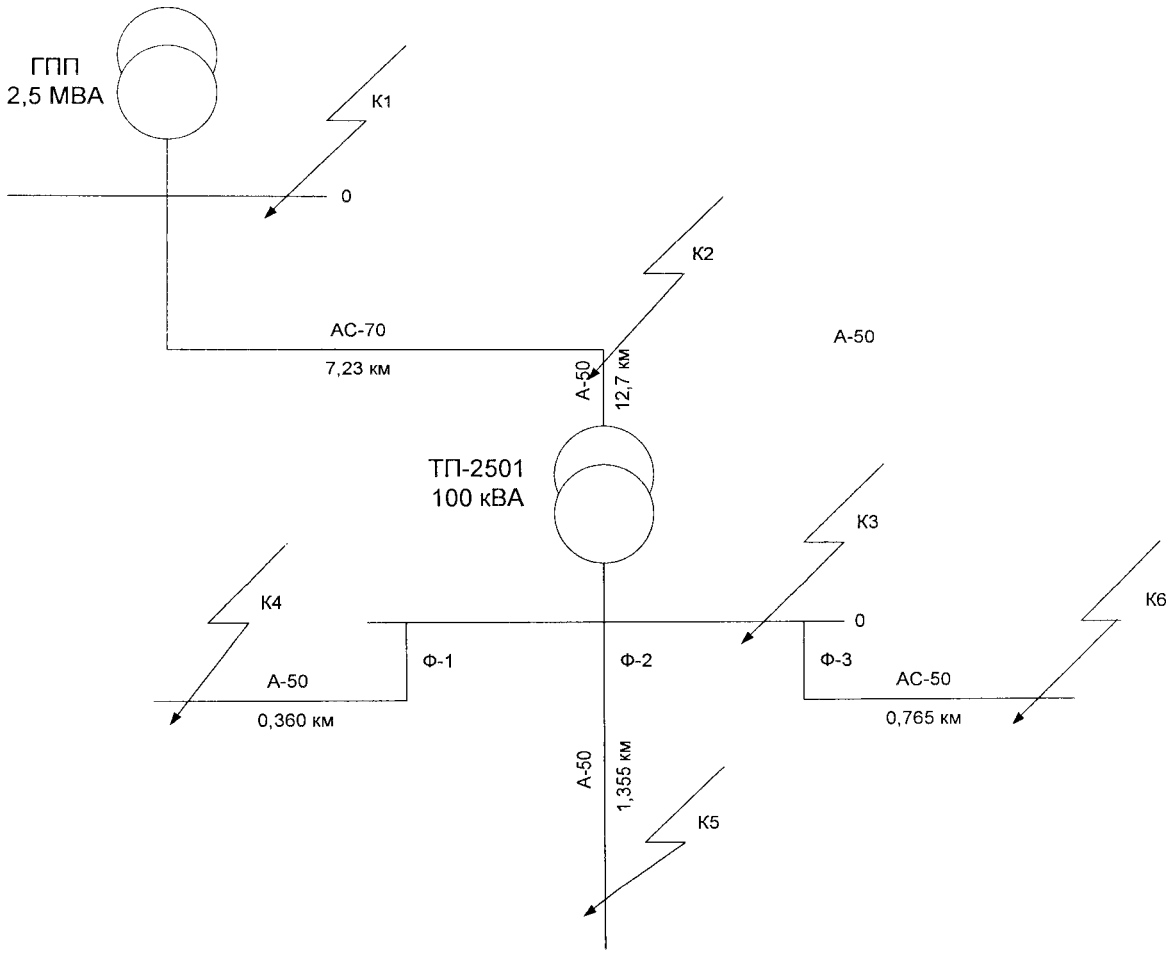


Рисунок 4.1 – Расчетная схема электропередачи [6]

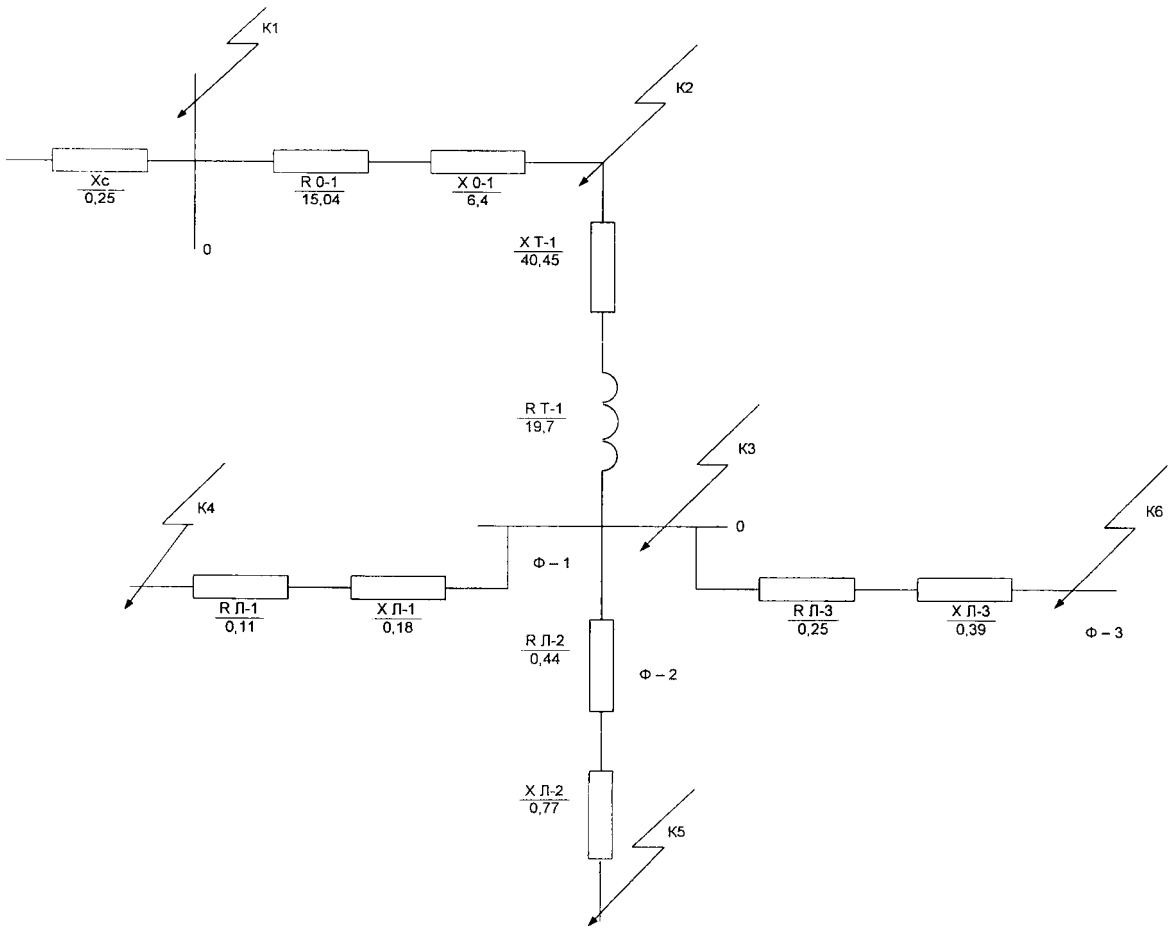


Рисунок 4.2 – Схема замещения для расчетов токов КЗ

Расчёт токов трёхфазного короткого замыкания произведём для следующих точек:

— К1, К2 для проверки защитной аппаратуры на стороне высокого напряжения;

— К3 для проверки защитной аппаратуры на шинах низкого напряжения трансформатора;

— К4, К5,К6 расчёт токов для проверки защитного оборудования по максимальной отключающей способности на отходящих фидерах;

Рисунок 4.2 — Схема замещения для нахождения токов трёхфазного короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания на стороне высокого напряжения.

Для точки К1

Полное сопротивление до точки короткого замыкания z_1, Ом, определим по формуле:

Три первые составляющие структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска. Сумма этих составляющих хорошо описывается термином технологические потери. Четвертая составляющая - коммерческие потери - представляет собой воздействие "человеческого фактора" и включает в себя все его проявления: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счетчиков, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т.п.

Критерии отнесения части электроэнергии к потерям могут быть физического и экономического характера [1].

Сумму технических потерь, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и коммерческих потерь можно назвать физическими потерями электроэнергии. Эти составляющие действительно связаны с физикой распределения энергии по сети. При этом первые две составляющие физических потерь относятся к технологии передачи электроэнергии по сетям, а третья - к технологии контроля количества переданной электроэнергии.

Экономика определяет потери как часть электроэнергии, на которую ее зарегистрированный полезный отпуск потребителям оказался меньше электроэнергии, произведенной на своих электростанциях и закупленной у других ее производителей. При этом зарегистрированный полезный отпуск электроэнергии здесь не только та его часть, денежные средства за которую действительно поступили на расчетный счет энергоснабжающей организации, но и та, на которую выставлены счета, т.е. потребление энергии зафиксировано.В отличие от этого реальные показания счетчиков, фиксирующих потребление энергии бытовыми абонентами, неизвестны. Полезный отпуск электроэнергии бытовым абонентам определяют непосредственно по поступившей за месяц оплате, поэтому к потерям относят всю неоплаченную энергию.

С точки зрения экономики расход электроэнергии на собственные нужды подстанций ничем не отличается от расхода в элементах сетей на передачу остальной части электроэнергии потребителям.

Недоучет объемов полезно отпущенной электроэнергии является такой же экономической потерей, как и две описанные выше составляющие. То же самое можно сказать и о хищениях электроэнергии. Таким образом, все четыре описанные выше составляющие потерь с экономической точки зрения одинаковы.

Технические потери электроэнергии можно представить следующими структурными составляющими:

- нагрузочные потери в оборудовании подстанций. К ним относятся потери в линиях и силовых трансформаторах, а также потери в измерительных трансформаторах тока, высокочастотных заградителях (ВЗ) ВЧ - связи и токоограничивающих реакторах. Все эти элементы включаются в "рассечку" линии, т.е. последовательно, поэтому потери в них зависят от протекающей через них мощности.

- потери холостого хода, включающие потери в электроэнергии в силовых трансформаторах, компенсирующих устройствах (КУ), трансформаторах напряжения, счетчиках и устройствах присоединения ВЧ- связи, а также потери в изоляции кабельных линий.

- климатические потери, включающие в себя два вида потерь: потери на корону и потери из-за токов утечки по изоляторам ВЛи подстанций. Оба вида зависят от погодных условий.

Технические потери в электрических сетях энергоснабжающих организаций (энергосистем) должны рассчитываться по трем диапазонам напряжения [4]:

- в питающих сетях высокого напряжения 35 кВ и выше;

- в распределительных сетях среднего напряжения 6 - 1 0 кВ;

- в распределительных сетях низкого напряжения 0,38 кВ.

Распределительные сети 0,38 - 6 - 10 кВ, эксплуатируемые РЭС и ПЭС, характеризуются значительной долей потерь электроэнергии в суммарных потерях по всей цепи передачи электроэнергии от источников до электроприемников. Это обусловлено особенностями построения, функционирования, организацией эксплуатации данного вида сетей: большим количеством элементов, разветвленностью схем, недостаточной обеспеченностью приборами учета, относительно ма-

лой загрузкой элементов и т.п. [3]

В настоящее время по каждому РЭС и ПЭС энергосистем технические потери в сетях 0,38 - 6 - 10 кВ рассчитываются ежемесячно и суммируются за год. Полученные значения потерь используются для расчета планируемого норматива потерь электроэнергии на следующий год.

5.1 Краткая методика проведения расчета и анализа потерь электрической энергии в электрических сетях

Законодательным документом, регламентирующим методику и порядок проведения расчета и анализа технологического расхода электрической энергии на передачу (потерь электроэнергии) по электрическим сетям переменного тока всех классов напряжения, является Инструкция И 34-70- 030-87 (РД 34.09.253) (Инструкция по расчету и анализу технологического расхода на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. Утв. Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации 17.04.87. Срок введения с 01.01.88. Инструкция предназначена для персонала государственных производственных объединений и производственных энергетических объединений Минэнерго РФ и их подразделений.

Результаты расчетов по настоящей Инструкции должны использоваться для подготовки отчетных данных по потерям электроэнергии [1], используемых при планировании потерь выявления элементов сети с повышенными потерями и разработки мероприятий по их снижению в соответствии с [2].

Расчеты потерь электроэнергии должны выполняться:

- по ретроспективным данным (ретроспективные расчеты);
- по данным, получаемым оперативно с помощью телеизмерений (оперативные расчеты);
- по данным, прогнозируемым на перспективу - год и более (перспективные расчеты).

Ретроспективные расчеты должны выполняться для:

- определения структуры потерь электроэнергии по группам элементов элек-

трической сети;

- определения коммерческих "потерь" электроэнергии;

- выявления элементов (групп элементов) с повышенными потерями электроэнергии и разработки мероприятий по их снижению;

- определения фактической эффективности внедренных мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

- составления балансов электроэнергии по энергосистеме в целом, ее структурным подразделениям и подстанциям и разработки мероприятий по снижению небалансов до допустимых значений;

- определения технико-экономических показателей энергосистемы.

Оперативные расчеты должны выполняться для:

- контроля за текущими значениями потерь электроэнергии и их изменением во времени;

- оперативной корректировки режимов и схем электрических сетей в целях минимизации потерь;

- составления балансов мощности по энергообъединению, энергосистеме и ее структурным подразделениям в целях контроля за соблюдением лимитов мощности;

- определения ожидаемых потерь электроэнергии на конец месяца, квартала, года;

- формирования базы данных, используемых при прогнозировании потерь электроэнергии.

Перспективные расчеты должны выполняться для:

- определения ожидаемых потерь электроэнергии на следующий и дальнейшие годы;

- расчета ожидаемой эффективности планируемых мероприятий по снижению потерь;

- сравнения вариантов реконструкции электрических сетей по уровню потерь электроэнергии.

В связи с особенностями схем и режимов электрических сетей различных

классов напряжения и возможностями применения методов расчета потерь рекомендуется подразделять сети на пять групп:

- транзитные электрические сети напряжением 220 кВ и выше (межсистемные связи), через которые осуществляется обмен мощностью между энергосистемами;

- замкнутые электрические сети 110 кВ и выше, не участвующие в обмене мощностью между энергосистемами;

- разомкнутые электрические сети напряжением 35-150 кВ;

- электрические сети напряжением 6-20 кВ;

- электрические сети напряжением 0,38 кВ.

Структура потерь электроэнергии должна включать следующие составляющие:

- нагрузочные потери в линиях, силовых трансформаторах и автотрансформаторах;

- потери холостого хода трансформаторов и автотрансформаторов;

- потери на корону в воздушных линиях;

- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;

расход электроэнергии в компенсирующих устройствах - батареях конденсаторов (БК), синхронных компенсаторах (СК), генераторах, работающих в режиме СК, статических тиристорных компенсаторах (СТК) и др.

- потери в реакторах подстанций;

- потери в измерительных трансформаторах тока и напряжения вторичных цепях, включая счетчики электроэнергии.

Для анализа потерь электроэнергии и оценки гарантированного эффекта от мероприятий по их снижению результаты расчетов потерь рекомендуется представлять в виде нижней $\Delta Wмин$ и верхней $\Delta Wмакс$ границы интервала потерь. Расчетный интервал потерь определяется полнотой и точностью исходных данных о схемах и нагрузках электрических сетей и погрешностью используемого метода расчета. Для расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем должны использоваться методы и программы для ЭВМ, удовлетворяю-

щие требованиям настоящей Инструкции, например программы РАП-35-150, РАП-6-20, РПОТ-РС, комплекс программ РТП: 3.1, 3.2, 3.3

5.2 Пример расчета потерь мощности и электроэнергии для Ф-12 «Лемез -Тамак - Таишего» с ТП2501/567245

На рисунке 5.1 показан фрагмент окна из РТП3.2 со схемой фидера Ф- 12 ТП 2501/567245 «Лемез-Тамак - Таишево»
[14].

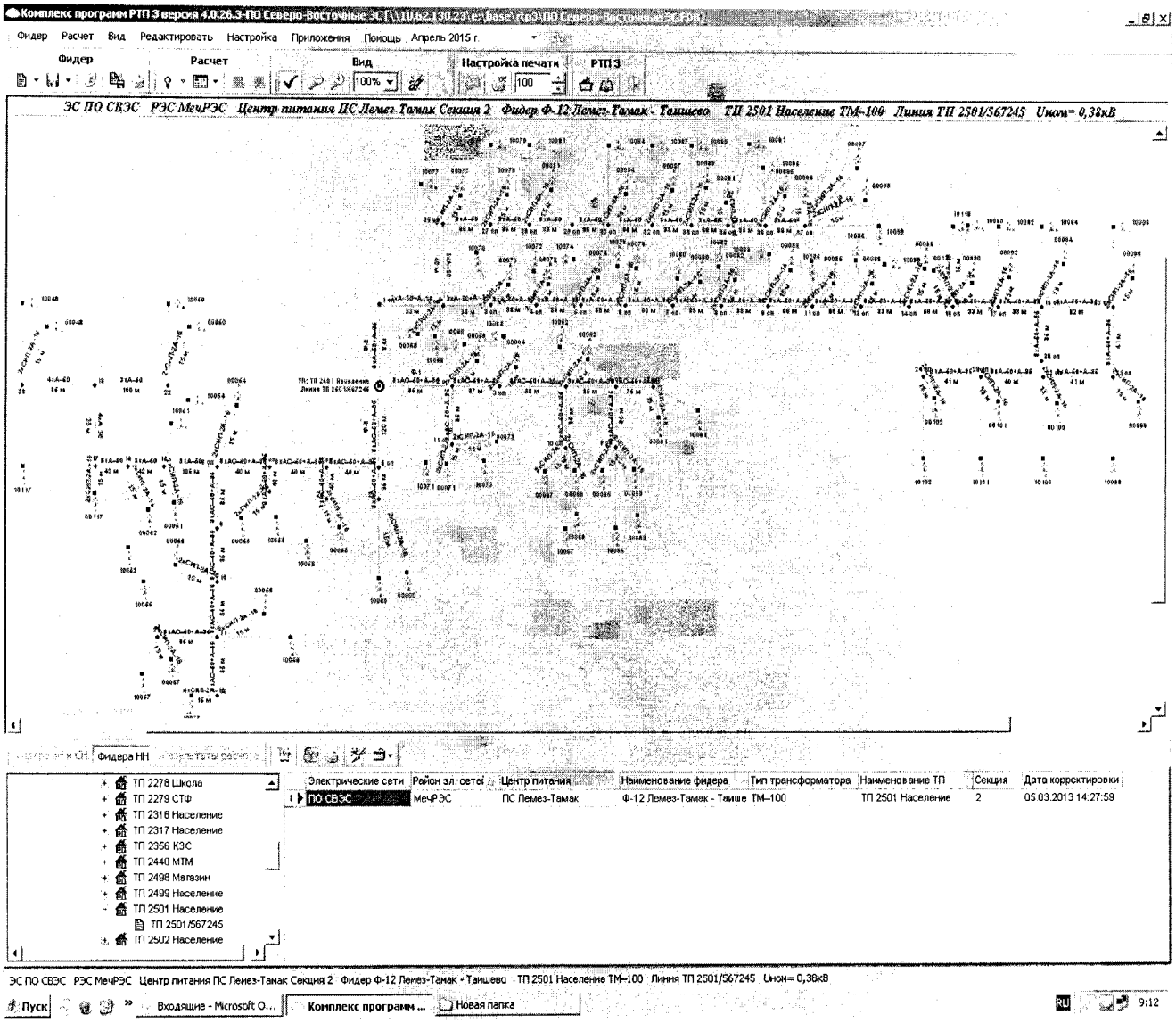


Рисунок 5.1 – Конфигурация фидера Ф-12 с ТП 2501(из рабочей базы)

На рисунке 5.2 показан фрагмент окна с расчетом потерь для Ф-12 с ТП 2501, выполненный по средним нагрузкам.

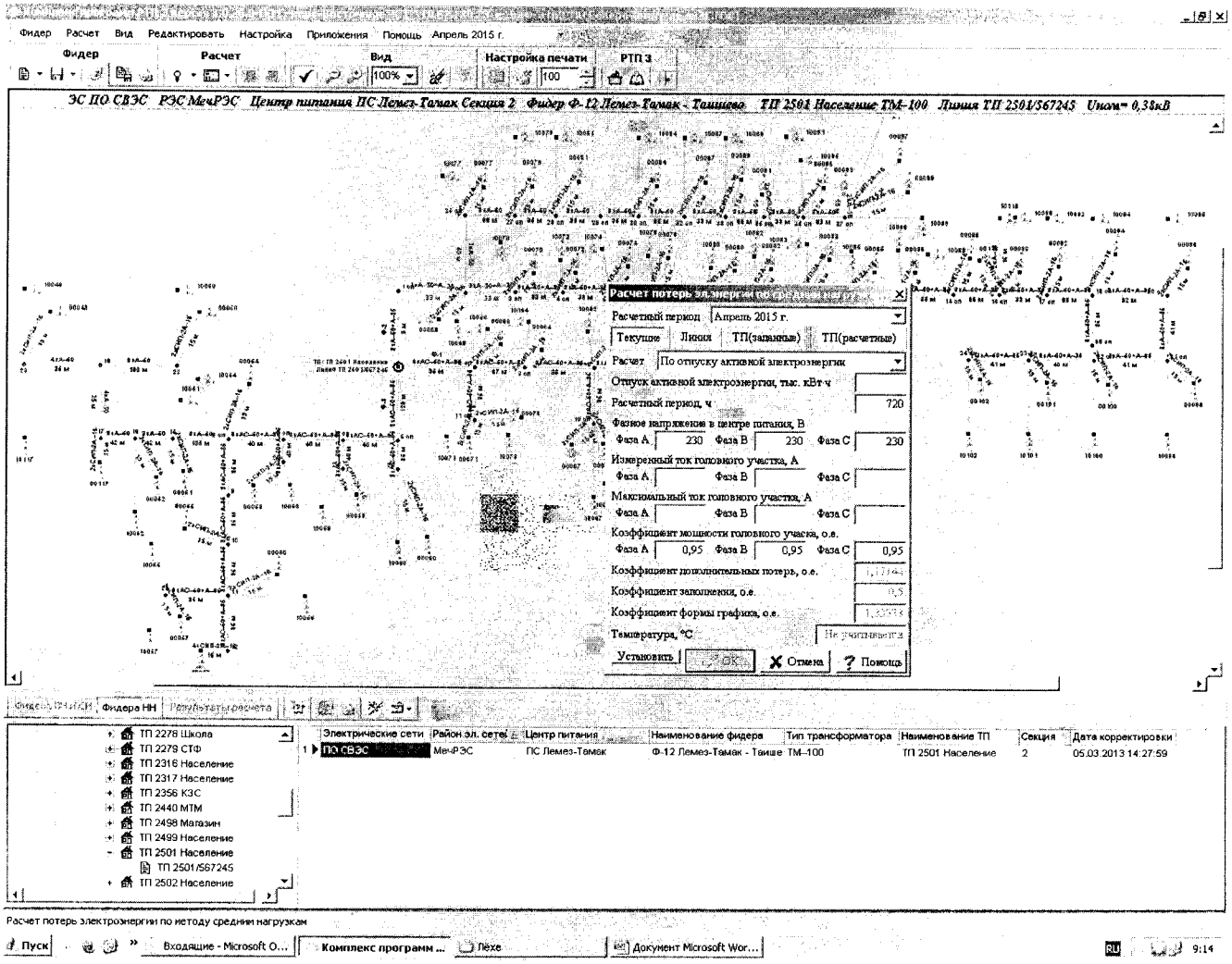


Рисунок 5.2 – Фрагмент окна с расчетом потерь в РТП 3.2, Ф-12 с ТП2501

На рисунке 5.2. приведен фрагмент окна РТП 3.2 с детальным расчетом потерь мощности и электроэнергии для фидера Ф-12 с ТП 2501.

Результаты расчета в программе РТП 3.2 экспортируются в формат MS Excel, где приводится информация по каждому узлу и опоре.

В качестве примера приводится информация по расчету потерь мощности и электроэнергии для узла 1078 Ф-12 с ТП 2501:

- номер узла 1078;
- напряжение в узле U= 234,1 В;
- вид присоединения, однофазное;
- потери активной мощности, Рн = 0,189 кВт;
- потери активной электроэнергии, Wa = 0,140 тыс. кВтч;

- потери реактивной мощности, Рн = - 0,003 кВар;

- потери реактивной электроэнергии, Wp= - 0,002 тыс. кВарч;

- расчетный ток , Iн=0,806 А;

- отклонение напряжения ΔU, % : от Uтп =1,73%, от Uном =6,39 % Информация по опоре, например, оп. 24:

- номер опоры оп. 24;

- напряжение на опоре, U = 216,8 В;

- отклонение напряжения ΔU, % : от Uтп =9,56%, от Uном = -1,44 %

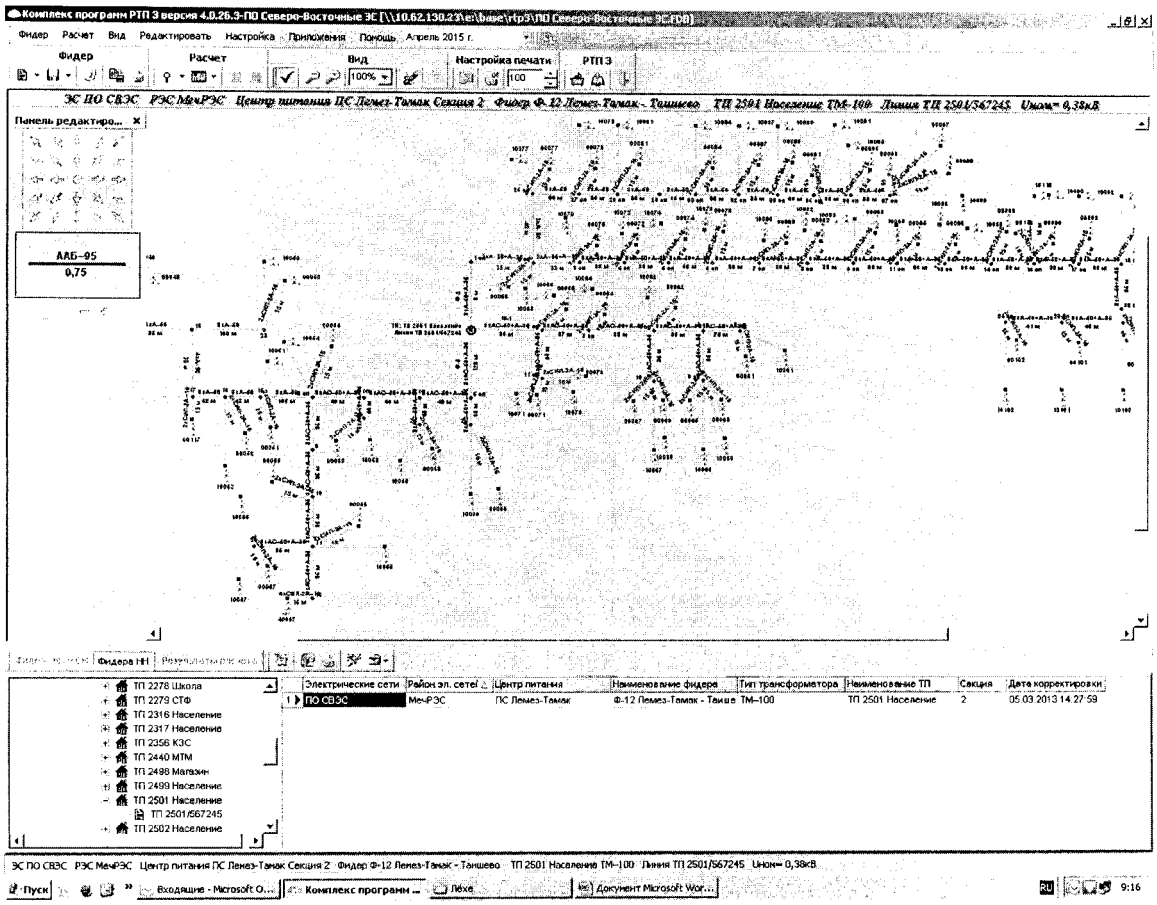


Рисунок 5.3 – Фрагмент окна в РТП 3.2 с детальным расчетом Ф-12 с ТП 2501

В результате анализа полученных результатов выявляется узел с наибольшими потерями активной электроэнергии, узел 1070, для которого:

- вид присоединения, однофазное;

- потери активной электроэнергии, Wa = 0, 421 тыс. кВтч;

- потери реактивной электроэнергии, Wp = - 0,007 тыс. кВарч;

- расчетный ток, Iн=2,398 А;

- отклонение напряжения ΔU, % : от Uтп =0,86%, от Uном =7,26 %.

Выявляется опора с наибольшими отклонениями по напряжению:

- номер опоры оп. 22;

- напряжение на опоре, U = 2 1 8 В ;

- отклонение напряжения ΔU, %: от Uтп = 9,04%, от Uном = -0,92 %.

Результаты общего расчета приведены в таблицах 5.5 – 5.6.

Ниже приведена общая информация о районе электрических сетей, периоде и параметрах фидера Ф-12 «Лемез-Тамак- Таишево» (фрагмент из MS Excel). [14].

Таблица – 5.2 Информация о районе электрических сетей

Электрические сети	ПО СВЭС
Район электрических сетей	Меч. РЭС
Центр питания	ПС Лемез – Тамак Секция 2
Наименование фидера	Ф-12 Лемез – Тамак – Таишево
Трансформаторная подстанция	ТП 2501 Население
Тип трансформатора, кВ·А	ТМ-100
Наименование линии	ТП 2501/567245
Номинальное напряжение линии, кВ	0,380

Таблица 5.3 – Расчетный период и параметры фидера Ф-12 «Лемез-Тамак- Таишево»

Расчетный период	Январь 2015		
Параметры фидера	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Напряжение в центре питания, В	238	238	238
Измеренный ток г.у., А			
Максимальный ток г.у.,А			
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.	1,000	1,000	1,000

В таблице 5.4 приведены данные по мощности головного участка линии с ТП 2501/567245.

Таблица 5.4 – Информация о параметрах линии

Активная мощность головного участка, кВт	59,561
Реактивная мощность головного участка, квар	0,000
Ток головного участка, А	83,468
Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения, о.е.	0,348
Коэффициент разветвления, о.е.	0,376
Максимальные относительные потери напряжения, %	9,83
Температура,°С	20
Длина магистрали, км	0,564
Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км	0,714
Длина однофазных ответвлении, км	2,055
Эквивалентная длина линии, км	1,330

Таблица 5.5 – Результаты расчета потерь мощности Ф – 12 с ТП 2501/567245

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной мощности в линиях	кВт	2,035	0,000	2,035
2	Потери реактивной мощности в линиях	квар	0,988	0,000	0,988
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	кВт	57,527	0,000	57,527
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	квар	-0,988	0,000	0,988
5	Количество абонентов	аб.	105	0	105
6	Количество узлов в линии	штук			163
7	Количество воздушных участков	штук	111	0	111
8	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
9	Общее количество участков	штук	111	0	111
10	Длина воздушных участков линии	м	3368	0	3368
11	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
12	Суммарная длина участков линии	м	3368	0	3368
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,097	0,000	0,097
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	кВт/км	0,604	0,000	0,604
15	Отношение суммарных потерь к мощности головного участка	%	3,42	0,00	3,42

В таблице 5.6 приведена информация о параметрах потерь электроэнергии для фидера Ф-12 с ТП2501/567245.

Таблица 5.6 – Результаты расчета потерь электроэнергии Ф-12 с ТП2501/567245

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт ч	2,200	0,000	2,200
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. кварч	1,077	0,000	1,077
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт ч	42,800	0,000	42,800
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. кварч	-0,735	0,000	0,735
5	Количество абонентов	аб.	105	0	105
6	Количество узлов в линии	штук			163
7	Количество воздушных участков	штук	111	0	111
8	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
9	Общее количество участков	штук	111	0	111
10	Длина воздушных участков линии	м	3368	0	3368
11	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
12	Суммарная длина участков линии	м	3368	0	3368
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,097	0,000	0,097
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВтч/км	0,653	0,000	0.653
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	4,89	0,00	4,89

5.3 Структура и динамика полезного отпуска электроэнергии и фактических потерь электроэнергии в ПО СВЭС

Полезный отпуск электроэнергии абонентам ПО СВЭС формируется из показаний:

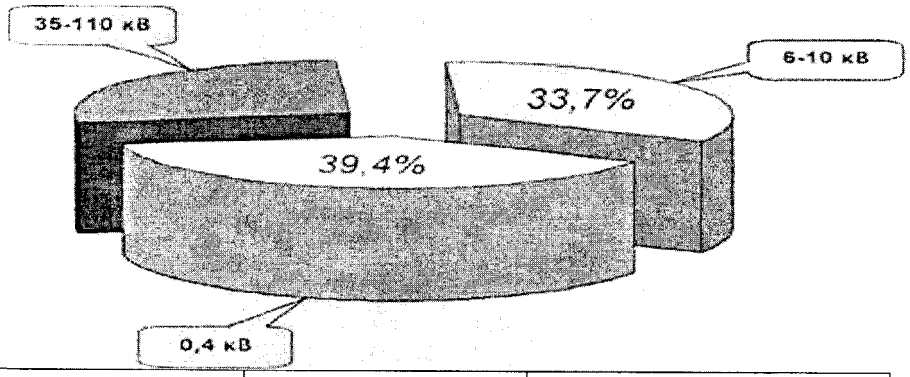
- 4 232 расчетных точек учета электрической энергии юридических лиц;
- 34 877 расчетных точек учета бытовых потребителей;
- 1 815 технических точек учета на ТП 10/0,4 кВ и ПС 110/35/10 кВ (для

расчета фактических небалансов по ПС и ТП).

В 2009 году отпуск в сеть составил 220 млн кВт ч, фактические потери составили 42 млн кВт ч (19%), технические потери 36 млн кВт ч (16,4 %).

Структура фактических потерь электроэнергии в ПО СВРЭС по уровням и за 2009 год показана на рисунке 5.4

Динамика фактических потерь в ПО СВЭС за 2014 год показана на рисунке 5.5



Уровень напряжения	Потери млн.кВт·ч	% от поступления в сеть
35-110 кВ фактические технологические коммерческие	11 13 -2	1 1,2 0,2
6-10 кВ фактические технологические коммерческие	14 12 2	3 2,6 0,4
0,4 кВ фактические технологические коммерческие	17 9 8	15 10 5

Рисунок 5.4 – Структура фактических потерь ПОСВЭС по уровням U за 2014 г.

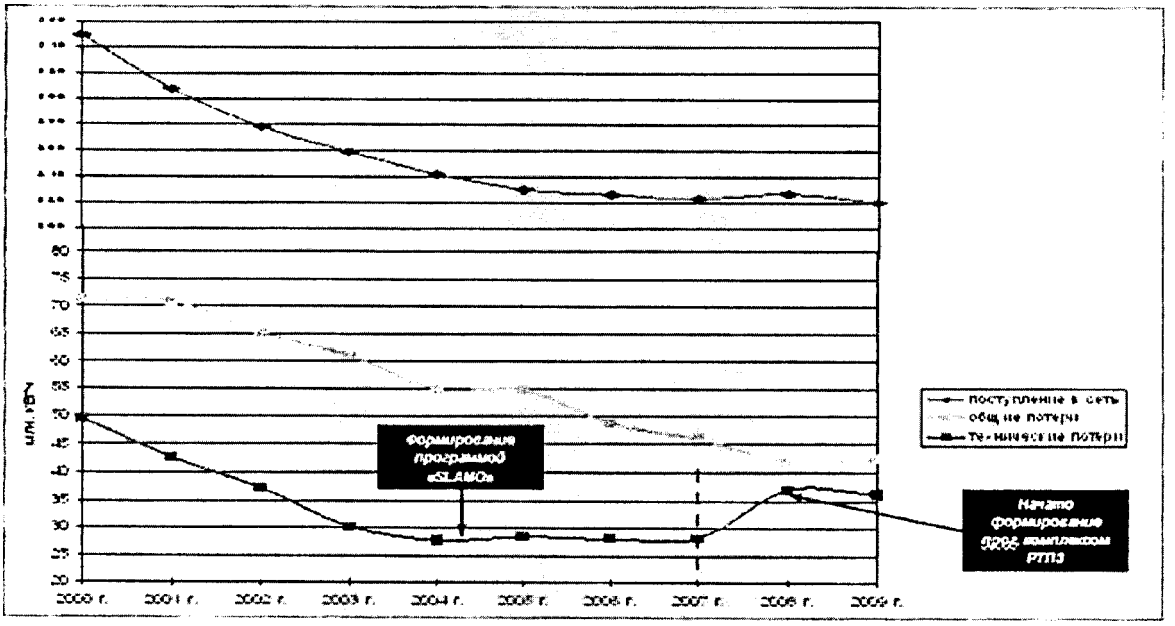


Рисунок 5.5 – Динамика фактических потерь электроэнергии в ПО СВЭС

Анализ результатов расчетов потерь в программном комплексе РТП 3.2 электроэнергии показал, что за последние четыре года в ПО СВЭС достигнуты определенные результаты в плане снижения потерь электроэнергии. Такие результаты в основном достигнуты за счет:

- правильной организацией системы учета электроэнергии на объекте;
- контроля за электропотреблением и правильностью работы измерительных комплексов путем расчета балансов по фидерам 6-10 кВ;
- проверки приборов учета у юридических лиц и бытовых абонентов, и снятия фактических показаний расчетных электросчетчиков.

Анализируя динамику поступления в сеть по СВЭС можно сделать вывод, что поступление в сеть и полезный отпуск за 2013 год стабилизировались, фактические потери приблизились к техническим потерям [14].

В таблице 5.7 сравнительная диаграмма полезного отпуска электроэнергии абонентам ПО СВЭС за 2013 и 2014 гг. год [14].

Таблица – 5.7 Сравнение полезного отпуска электроэнергии абонентам ПО СВЭС за 2013 и 2014 гг.

	Год	Пост	ТСО	Юр.лицо	Быт	Потери
Сравнение	2013	211954	46518	72246	53824	39366
	2014	214162	48113	72613	51967	41569
Рост показ. к уровню 2013г	кВт/ч	2308	1595	367	-1857	2203

График сравнения 2013 и 2014 г.г

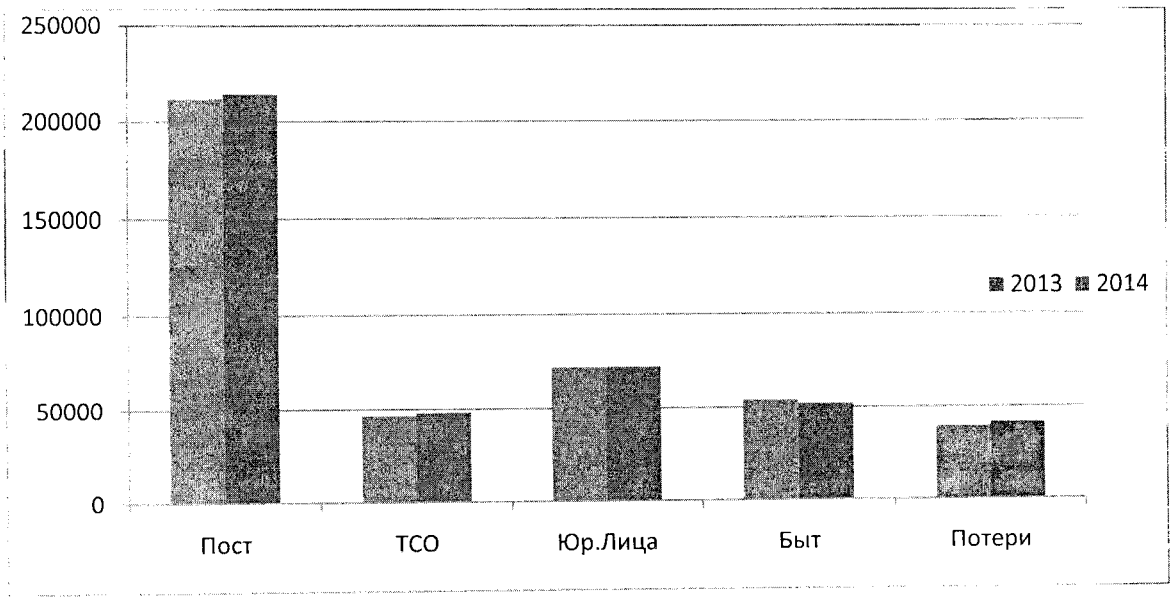


Рисунок 5.6 – Сравнительная диаграмма полезного отпуска электроэнергии ПО СВЭС за 2013 и 2014 гг.

Но для дальнейшего снижения потерь требуются дополнительные организационные и технические мероприятия, требующих дополнительных

$$z_1 = \sqrt{r_1^2 + x_1^2}, \quad (4.1)$$

где r_1 — активное сопротивление линии от подстанции до точки короткого замыкания;

x_1 — реактивное сопротивление линии от подстанции до точки короткого замыкания.

Активное сопротивление линии определим по формуле:

$$r_1 = r_{уд} \cdot l, \quad (4.2)$$

где $r_{уд}$ — удельное активное сопротивление воздушной линии на километр длины, Ом/км. Вданном случае $r_1 = 0$.

Реактивное сопротивление линии определим по формуле:

$$x_1 = x_{уд} \cdot l, \quad (4.3)$$

где $x_{уд}$ — удельное реактивное сопротивление линии на километр длины,

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{поВН}$, А:

$$I_{поВН} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot z_1}, \quad (4.4)$$

где U — напряжение на стороне высокого напряжения, U=10,5кВ.

Ударный ток $i_{удВН}$, А, определим по формуле:

$$i_{удВН} = \sqrt{2} \cdot К_{уд} \cdot I_{поВН}, \quad (4.5)$$

где $К_{уд}$ — ударный коэффициент, определяемый по формуле (4.6).

$$К_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}, \quad (4.6)$$

где Та — постоянная времени, определяемая по формуле (4.7).

$$Ta = \frac{x_1}{\omega \cdot r_1}, \quad (4.7)$$

где ω — угловая частота, рад/с.

Действующее значение полного тока короткого замыкания за первый период Iквн, А, определим по формуле:

$$I_{КВН} = I_{ПО} \cdot \sqrt{1 + 50 \cdot Ta}. \quad (4.8)$$

Аналогичные расчеты с учетом соответствующих сопротивленийпроизвожу для точек и К2, К3, К4, К5, К6. Результаты расчета приводятся в таблице №4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчетов К3

Точки КЗ	На Пряжение, кВ	Сопротивление, Ом			Ку	Токи короткого замыкания, КА				к, мВА
		r_Σ	x_Σ	z_Σ		к	к	к	iуд	
К1	10,5	15,04	6,65	16,43	1	0,36	0,31	-	0,5	6,5
К2	10,5	15,04	16,62	22,4	1,03	0,27	0,23	-	0,39	4,9
К3	10,5	0,25	63,7	64,09	1	0,094	0,81	-	0,13	1,7
К4	0,4	46,96	34,92	58,7	1,09	0,0039	0,0033	1,88	0,006	0,002
К5	0,4	47,29	35,44	59,14	1,09	0,004	0,0034	0,49	0,006	0,002
К6	0,4	47,1	35,13	58,9	1,09	0,004	0,0034	0,88	0,006	0,002

Таблица 4.2 – О значение токов короткого замыкания [14].

№ п/п	Подстанция	Режим Питания	Шины					
			35кВ			10кВ		
			I(3)	I(2)	Z	I(3)	I(2)	Z
			А	А	Ом	I(3)	I(2)	Z
1	Карлыхано-во1Т 2 500 кВА	ПС Л.Тамак (Привал)	905	787	22,35	1212	1054	5,01
			858	746	23,58	1185	1031	5,12

Окончание таблицы 4.2

2	Карлыхано-во2Т		905	787	22,35	1279	1113	4,75
			858	746	23,58	1249	1087	4,86
3	Ярославка 1Т 4 000 кВА		1061	923	19,07	1592	1385	3,81
			998	868	20,27	1542	1342	3,94
4	Ярославка 2Т 4 000 кВА		1061	923	19,07	1598	1390	3,80
			998	868	20,27	1552	1350	3,91

Таблица 4.3 – Электрическая нагрузка за месяц по действующим фидерам [14]

Дата время	Фидер-7 МТМ		Фидер-11 Сабанаково		Фидер-12 Таишево		Фидер-13 Яушево		Сумма Фидеров 10кВ
	2000	2000	3000	3000	2000	2000	3000	3000	
	актив	реакт	актив	реакт	актив	реакт	актив	реакт	
01.02.2015	452	279	1930	1245	3613	2387	2094	1355	13355
01.03.2015	460	282	1967	1261	3674	2417	2133	1372	13566

5 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ

При передаче электрической энергии в каждом элементе электрической сети возникают потери. Для изучения составляющих потерь в различных элементах сети и оценки необходимости проведения того или иного мероприятия, направленного на снижение потерь, выполняется анализ структуры потерь электроэнергии [2].

Фактические (отчетные) потери электроэнергии ΔWОтч определяют как разность электроэнергии поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы: потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер, физический характер, расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии, погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учета и, наконец, хищения электроэнергии, неоплату или неполную оплату показаний счётчиков и т.п.

Разделение потерь на составляющие может проводиться по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениями и т.д. Учитывая физическую природу и специфику методов определения количественных значений фактических потерь, они могут быть разделены на четыре составляющие:

1) технические потери электроэнергии ΔW_T, обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям.

2) расход электроэнергии на собственные нужды подстанции ΔWсн, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала, определяемый по показаниям счетчиков, установленных на трансформаторах собственных нужд подстанций;

3) потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погреш-

ностями их измерениями (инструментальные потери)ΔWИзм;

4) коммерческие потери ΔW_K, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих: $-\Delta W_T - \Delta W_{CH} - \Delta W_{ИЗМ}$.

Таблица 5.1 – Причины появления коммерческих потерь электроэнергии

Коммерческие потери электроэнергии

Потери из-за недостатков в энергосбытовой деятельности	Потери при востребовании оплаты за потребленную электроэнергию
- потери при выставлении счетов - потери из-за несоответствия дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом - потери из-за расчетов потребленной электроэнергии абонентом на основе договоров безучет. электропотребления и др	- задержки платежей - недоплата или неполная оплата и др
Потери из-за ограничения потребляемой мощности	Хищение электроэнергии
- неоплата мощности ограничения	- незаконное подключение к сетям электроснабжения - мошенничество с приборами учета и др
Потери на истребования долгов, выявление и ликвидацию хищения электроэнергии	Потери из-за нарушения качества электроэнергии
- судебные расходы - транспортные расходы	- законный отказ от оплаты электроэнергии или уменьшение платежей - затраты на ремонт электроустановок, локализацию причин нарушения качества электроэнергии

капитальных вложений.

Наиболее перспективными решениями по снижению потерь электроэнергии являются:

- наличие программы для расчета балансов по КТП с учетом технических потерь, для ограничения области поиска недоучета;

- установка выносного учета;

- передача информации со счетчиков электроэнергии на подстанцию по силовой сети посредством PLC - модема.

5.4 АСКУЭ на базе КТС «Энергомера» со встроенным PLC - модулем в Мечетлинском РЭС

Создаваемая в Мечетлинском РЭС ПО СВРЭС АСКУЭ на базе комплекса технических средств (КТС) «Энергомера» предназначена для осуществления эффективного автоматизированного учета электроэнергии и мощности бытового сектора, а также регистрации и хранения параметров электропотребления, передачи информации в центр сбора информации и формирования отчетных документов.

Для организации учета электроэнергии у абонентов с однофазной нагрузкой устанавливаются приборы учета со встроенным PLC-модулем СЕ 102. Сбор данных с приборов учета осуществляется по линии 0,4 кВ на УСПД 164-01М, устанавливаемое на трансформаторной подстанции, посредством PLC-модемов.

На трансформаторной подстанции устанавливаются трехфазные многотарифные счетчики СЕ303, объединенные в единый комплекс с УСПД 164-01М по фрагменту локальной промышленной шины RS-485.

Данная схема построения АСКУЭ предусматривает сбор показаний на конец суток и конец месяца.

Для передачи коммерческой информации от трансформаторной подстанции, в центр сбора и обработки информации используется GSM-канал оператора сотовой связи. Центр обработки информации диспетчерского пункта в составе ПЭВМ с установленным программным обеспечением, обеспечивает сбор и хранение

данных коммерческого учета, получение и предоставление обслуживаемому персоналу оперативных данных, формирование форм и отчетов требуемого формата и номенклатуры.

Программное обеспечение осуществляет:

- периодический сбор в автоматическом режиме информации о расходе электроэнергии и мощности;

- обработку, накопление, хранение и отображение информации по электроэнергии и мощности;

- дистанционную настройку, хранение и отображение конфигурационных параметров, служебной информации;

- ввод и корректировку системного времени. [10].

Структура АСКУЭ для объектов Мечетлинского РЭС ПО СВРЭС по PLC -технологии показана на рисунке 5.7.

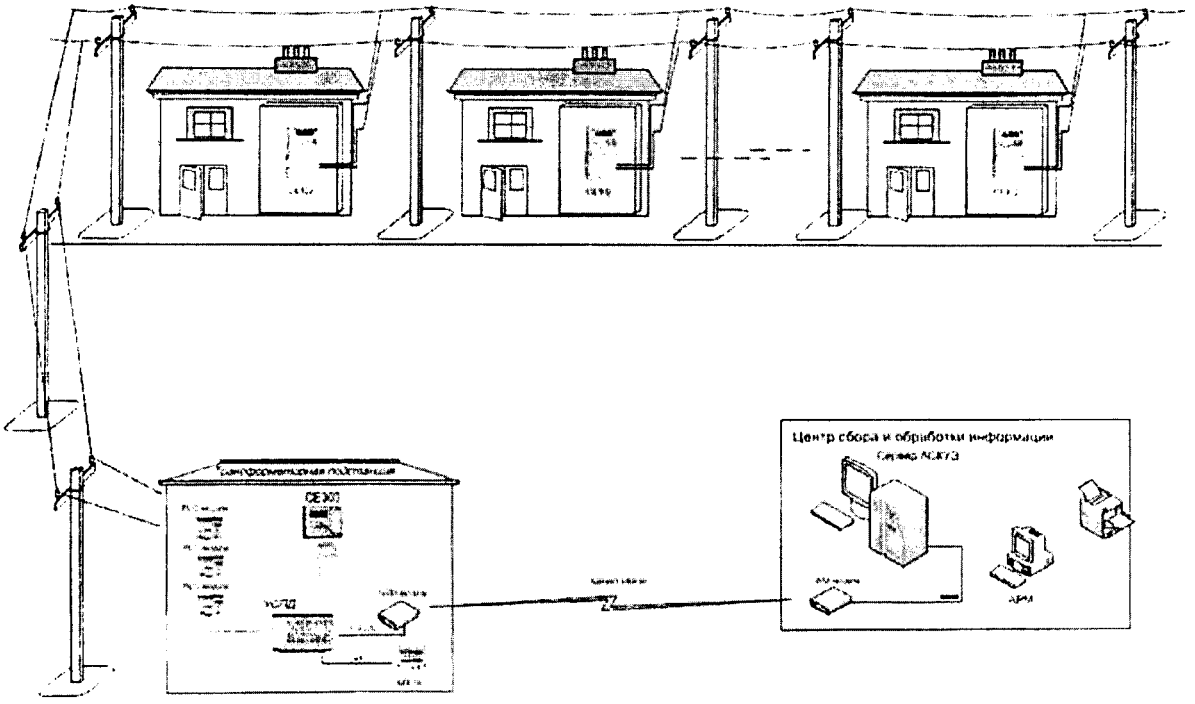


Рисунок 5.7 – Структура АСКУЭ СВРЭС на основе PLC -технологии

АСКУЭ на базе КТС «Энергия+» обеспечивает возможность оперативного контроля и прогнозирования за соблюдением заявленного почасового графика на интервалах 30 сек и 3 мин.

Формирование полезного отпуска по фактическим показаниям электросчетчиков создает предпосылки для эффективного поиска, снижения потерь, контроля за этой работой путем составления балансов по фидерам 0,4- 6-10 кВ и ТП 10/0,4 кВ. Это приведёт к гораздо более значительному росту объема учтенных и предъявленных к оплате кВт/ч электроэнергии.

Для запуска этого механизма в ПО СВРЭС:

- проведена привязка всех точек учета юридических лиц и бытовых абонентов к схеме сети (юр. лица в программе СД-Энергия-Пром, бытовые потребители в Бытсектор-М);

- проводится ежемесячно съем показаний технического учета с ТП 10/0,4 кВ, которые в виде Excel-макетов загружаются в программу «Баланс» (разработка ДИТ ОАО «Башкирэнерго»);

- на сегодняшний день ООО «БашРЭС» разрабатывает программу «Баланс» на базе ПК РТП-3 с учётом технических потерь.

Баланс по КТП формируется выгрузкой из ПК «СД-Энергия-Пром» и «Бытсектор-М» в виде Excel-макетов:

Только при формировании баланса по КТП можно определить, находятся источники потерь. Для этого очень важно, чтобы полезный отпуск по всем бытовым потребителям формировался ежемесячно по контрольным обходам, а идеально по АСКУЭ.

В Мечетлинском РЭС также предложен вариант построения АСКУЭ с абонентскими и балансными счетчиками электроэнергии Меркурий и оборудования, производимого ООО «Фирма Инкотекс» г. Москва (рисунок 5.8)

Рисунок 5.8 – АСКУЭ с передачей показаний по силовой сети

В качестве абонентских счетчиков (однофазные потребители) используются электронные счетчики «Меркурий 201.22», «Меркурий 200.44» с PLC-модулем. Для трехфазных потребителей счетчики Меркурий 230.

На КТП 10/0,4 кВ используются многофункциональные

микропроцессорные трехфазные счетчики «Меркурий 230», концентраторы «Меркурий 225.1», GSM -шлюз «Меркурий 228».

Принцип работы АСКУЭ заключается в следующем:

На базе РЭС имеется GSM-модем с SIM-картой с которого производится дозвон до шлюза «Меркурий 228», он направляет сигнал для опроса на один из концентраторов «Меркурий 225», в зависимости от того с какой фазы производится опрос (т.е. на каждой фазе в КТП стоит по концентратору). Концентратор собирает информацию со счётчиков в пакеты и отправляет через шлюз «Меркурий 228» к на GSM-модем. Трёхфазный счётчик «Меркурий 230» на КТП опрашивается через 485 интерфейс напрямую, минуя концентраторы.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТОВ УСТАНОВКИ ЭЛЕМЕНТОВ АСКУЭ

Целью данного дипломного проекта является разработка автоматизированной системы коммерческого учета на ПС 110/35/10 кВ «Лемез – Тамак». В настоящее время учет электроэнергии организован следующим образом:

снятие показаний со счетчиков активной и реактивной энергии производится вручную дежурным персоналом подстанции с записью в журнал показаний;

полученные показания передаются по телефону в диспетчерский пункт ПО СВЭС;

- установленные счетчики электроэнергии не унифицированы, различных типов;
- класс точности приборов и измерительных трансформаторов не соответствует требованиям предъявляемым к коммерческому учету электроэнергии;
- В рамках поставленной цели необходимо решить следующие задачи:
- точное измерение параметров потребления энергоресурсов;
- диагностика полноты данных с целью обеспечения расчётов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их потребления
- комплексный автоматизированный коммерческий учёт энергоресурсов и контроль их параметров по ПС;
- контроль энергопотребления по всем энергоносителям с целью минимизации затрат на энергоресурсы и обеспечения безопасности энергоснабжения;
- снижение погрешности показаний счетчиков, при снятии показаний дежурным персоналом;

В данном пункте рассчитываем смету затрат на установку элементов системы АСКУЭ по двум вариантам:

- базисный, разработан для типовых подстанций 110/35/10 кВ;
- проектный разработан для ПС «Лемез-Тамак».

Экономическая часть проекта рассчитывается по методике технико-экономической эффективности капитальных вложений [44].

Решение задачи проектирования АСКУЭ в конкретных условиях может иметь несколько вариантов с применением разной элементной базы ведущих производителей.

Существует коэффициент сравнительной эффективности, называемый нормативным Ен, посредством которого осуществляется приведение единовременных затрат к сопоставимой размерности. Обратное ему значение -нормативный срок окупаемости - раскрывает физический смысл $Т_{ок}$.

Сравниваются два варианта первый - проектный и второй - базисный, исходные данные по вариантам вносятся в таблицы 6.1 и 6.2.

Годовые приведённые затраты каждого варианта находятся по формулам:

$$З = С_{тек} + К \cdot Е_{н} \qquad (6.1)$$

где $Е_{н}$- нормативный коэффициент капитальных вложений $Е_{н}$=0,15 ;

$К_{i}$ – единовременные затраты, руб.

Таблица 6.1 – Капитальные вложения по проектируемому варианту

Наименование	Ед. измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Стоимость, руб.
Электросчетчик CE 102S7 145 OPSVZ	шт.	17	21598	367166
УСПД ЭКОМ-3000L1	шт.	1	150000	150000
СОЭВУССВ - 35LVS	шт.	1	45000	45000
Сервисное программное обеспечение УСПД ЭКОМ-3000L1	пакет	1	75000	75000
Итого по варианту 1				637166

Таблица 6.2 – Капитальные вложения по базисному варианту

Наименование	Ед. измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Стоимость, руб.
Электросчетчик A1700-AVI0R	шт.	17	27500	467500
УСПД RTU-325	шт.	1	230000	230000
СОЭВБСЧРВ - 011	шт.	1	42000	42000
Сервисное программное обеспечение УСПД RTU-325	пакет	1	96300	96300

Итого по варианту 1				835800

Единовременные затраты К, руб.

$$К=К_{ТС}+К_{ВС}+К_{МН}+К_{ДЕМ}, \quad (6.3)$$

где $К_{ТС}$ – затраты на основные технические средства, руб.;
$К_{ВС}$ – затраты на неучтенное оборудование, руб.;
$К_{МН}$ – затраты на монтаж и наладку технических средств, руб.;
$К_{ДЕМ}$ –затраты на демонтаж технических средств, руб.

Затраты на основные технические средства $К_{ТС}$, руб.;

$$К_{ТС}=С_{В}+С_{ТР}, \quad (6.4)$$

где $С_{тр}$ – транспортные расходы, руб.;
$С_{в}$ - стоимость оборудования варианта, руб.

Транспортные расходы $С_{ТР}$, руб. составляют от 5 до 15% от стоимости оборудования:

$$C_{TP} = 0,15 \cdot C_{B}, \quad (6.5)$$

$$C_{TP1} = 0,15 \cdot 637166 = 95574,90 \text{ руб.}$$

$$C_{TP2} = 0,15 \cdot 835800 = 125370 \text{ руб.}$$

Затраты на основные технические средства $К_{тс}$, руб.:

$$K_{TC1} = 637166 + 95574,90 = 732740,90 \text{ руб.},$$

$$K_{TC2} = 835800 + 125370 = 961170 \text{ руб.}$$

Затраты на неучтенное оборудование $К_{ВС}$ руб. составляют 20% от стоимости оборудования:

$$K_{BC} = 0,2 \cdot C_{B},$$

$$K_{BC1} = 0,2 \cdot 637166 = 127433,20 \text{ руб.},$$

$$K_{BC2} = 0,2 \cdot 835800 = 167160 \text{ руб.}$$

Затраты на монтаж и наладку технических средств $К_{МН}$, руб составляют 10% от стоимости оборудования:

$$K_{MH} = 0,1 \cdot C_{B},$$

$$K_{MH1} = 0,1 \cdot 637166 = 63716,6 \text{ руб.},$$

$$K_{МН2} = 0{,}1 \cdot 835800 = 83580 \text{ руб.}$$

Затраты на демонтаж технических средств, $K_{дем}$ руб составляет 30% от $K_{МН}$

$$K_{ДЕМ1} = 0{,}3 \cdot K_{МН},$$

$$K_{ДЕМ1} = 0{,}3 \cdot 63716{,}6 = 19114{,}98 \text{ руб.},$$

$$K_{ДЕМ2} = 0{,}3 \cdot 83580 = 25074 \text{ руб.}$$

Единовременные затраты K, руб.:

$$K_1 = 732740{,}9 + 127433{,}2 + 63716{,}6 + 19114{,}98 = 943005{,}68 \text{ руб.}$$

$$K_2 = 961170 + 167160 + 83580 + 25074 = 1236984 \text{ руб.}$$

Годовые текущие затраты производства C, руб.

$$C = C_{зп} + C_{зп.д} + C_a + C_{рем}, \quad (6.6)$$

где $C_{зп}$ – основная заработная плата обслуживающего персонала, руб.;

$C_{зп.д}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

C_a – амортизационные отчисления на основные фонды, руб.;

$C_{рем}$ – издержки на текущий ремонт и обслуживание, руб.;

Основная заработная плата обслуживающего персонала, $C_{зп}$, руб.:

$$C_{ЗП} = a_{ПР} \cdot Ф \cdot к_П \cdot E_{СН} \quad (6.7)$$

где $a_{ПР}$ – коэффициент, учитывающий премии персоналу, принимается равным 1,25;

$Ф$ – годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала, руб.;

$к_п$ – поясной коэффициент, принимается равным 1,15;

ЕСН – единый социальный налог 34%.

Годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала $Ф$, руб.:

$$Ф = \sum_{i=1}^{К} 12 \cdot О_i \cdot к_{ki} \cdot ч_i, \quad (6.8)$$

где $к_i$ – количество категорий работников, занятых в подготовке производства;

$О_i$ – месячный оклад 1-го работника, руб;

$к_{ki}$ – коэффициент учитывающий персональную надбавку к окладу 1-го работника, принимается равным 1,2;

$ч_i$ – число работников, чел.

Для обеспечения работы по установке оборудования необходимо иметь в штате одного инженера II категории (заработная плата 16000 руб.) и двух электриков шестого разряда (заработная плата 14000 руб.).

Таким образом:к=3, $О_1$=16000 руб., $О_2$=14000 руб., $ч_1$=1 чел, $ч_2$=2 чел.

Годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала Ф, руб.:

$$Ф = 12 \cdot 16000 \cdot 1{,}2 \cdot 1 + 12 \cdot 14000 \cdot 1{,}2 \cdot 2 = 636600 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата обслуживающего персонала, $С_{ЗП}$, руб.:

$$C_{ЗП} = 1{,}25 \cdot 636600 \cdot 1{,}15 \cdot 1{,}34 = 1226250{,}75 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата:

$$C_{ЗП.Д} = C_{ЗП} \cdot 0{,}1 \cdot 1{,}34 \qquad (6.9)$$

$$C_{ЗП.Д} = 1226250{,}75 \cdot 0{,}1 \cdot 1{,}34 = 164317{,}6 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления на основные фонды $С_а$ руб.:

$$C_a = a_{аоср} \cdot K,$$

где $a_{аоср}$ – средний коэффициент, учитывающий амортизационные отчисления, принимается равным 0,143.

$$C_{a1} = 0{,}143 \cdot 943005{,}68 = 134849{,}81 \text{ руб.},$$

$$C_{a2} = 0{,}143 \cdot 1236984 = 176888{,}71 \text{ руб.}$$

Издержки на текущий ремонт и обслуживание $С_{рем}$, руб.

$$C_{рем} = a_{рем} \cdot K,$$

Где $a_{рем}$ – коэффициент, учитывающий издержки на текущий ремонт и обслуживание, принимается равным 0,03:

$$C_{рем1} = 0{,}03 \cdot 943005{,}68 = 28290{,}17 \text{ руб.},$$

$$C_{рем2} = 0{,}03 \cdot 1236984 = 37109{,}52 \text{ руб.}$$

Годовые текущие затраты производства $С_1$, руб.

$$C_1 = 1226250{,}75 + 164317{,}6 + 134849{,}81 + 28290{,}17 = 1553708{,}33 \text{ руб.},$$

$$C_2 = 1226250,75 + 164317,6 + 176888,71 + 37109,52 = 1604566,58 \text{ руб.}$$

Затраты З, руб.:

$$З_1 = 0,15 \cdot 943005 + 1553708,33 = 1695159,08 \text{ руб.},$$

$$З_2 = 0,15 \cdot 1236984 + 1604566,58 = 1790114,18 \text{ руб.}$$

Годовой экономический эффект $Э_{ГОД}$, руб,

$$Э_{ГОД} = (C_2 + E_H \cdot K_2) - (C_1 + E_H \cdot K_1)$$

$$Э_{ГОД} = (1790114,18 + 0,15 \cdot 1236984) - (1695159,08 + 0,15 \cdot 943005,68) = 139051,85$$

Годовой экономический эффект составил 139052 руб. При сравнении результатов видно, что проектный вариант предпочтительней базисного варианта.

Результаты сравнения вариантов сводятся в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Сравнение вариантов

Показатель	Базисный	Проектный	Отклонение
Затраты на оорудование К,руб.	835800	637166	198634
Единовременные затраты$К_i$ руб.	1236984	943005,68	293978,32
Годовые текущие расходы$С_i$, руб.	1604566,58	1553708,33	50858,25
Приведенные затраты З,руб.	1790114,18	1695159,08	94955,1
Срок окупаемости, $Т_{ок}$ год.		2,11	

Расчетный срок окупаемости определяется по формуле:

$$T_{ОК} = \frac{\Delta K}{Э_{год}},$$

где $Э_{год}$ – экономический эффект;

ΔК – дополнительные капитальные вложения на замену электрооборудования определяемые как разность единовременных затрат проектного и базисного вариантов.

$$\Delta К=1236984-943005,68=293978,32$$

$$T_{ок} = \frac{293978\ ,32}{139052} = 2,11$$

Таким образом, срок окупаемости проектного варианта составит 2,11 года, что меньше нормативного срока, который составляет 6 лет.

Вывод по разделу шесть.

Проведено сравнение имеющихся два варианта АСКУЭ, первый - проектный и второй - базисный. Сравнение показало, что предприятию выгоден проектный вариант. Затраты на внедрение АСКУЭ составляют 1 695 159 руб., годовой экономический эффект 139 052 руб.

Срок окупаемости 2,11 года, свидетельствует о целесообразности реализации проекта.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Анализ опасных и вредных производственных факторов производим в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74. «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Изучение и выявление возможных причин производственных несчастных случаев, профессиональных заболеваний, аварий, взрывов, пожаров, и разработка мероприятий и требований, направленных на устранение этих причин позволяют создать безопасные и благоприятные условия для труда человека.

Работа персонала, обслуживающего ПС «Лемез – Тамак» связана с электрооборудованием, соответственно с вредными факторами, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:

- физические, причиной которых могут быть шум, вибрация и другие виды колебательных воздействий, неионизирующие и ионизирующие излучения, климатические параметры (температура, влажность и подвижность воздуха), атмосферное давление, уровень освещенности;
- слабая освещенность рабочего места;
- возможность поражения электрическим током;
- статическое электричество;
- магнитное поле;
- статические и динамические перегрузки — подъем и перенос тяжестей, неудобное положение тела, длительное давление на кожу, суставы, мышцы и кости;
- химические, возникающие от токсичных веществ, способных вызвать неблагоприятное воздействие на организм;
- психофизиологические — недостаточная двигательная активность (гипокинезия);
- нервно-психические перегрузки — умственное перенапряжение, эмоциональные перегрузки, перенапряжение анализаторов слуха и зрения.

Между вредными и опасными производственными факторами наблюдается определенная взаимосвязь. Во многих случаях наличие вредных факторов способствует проявлению травмоопасных факторов. Например, чрезмерная влажность в производственном помещении и наличие токопроводящей пыли (вредные факторы) повышают опасность поражения человека электрическим током (опасный фактор).

При эксплуатации электроустановок особую опасность для здоровья и жизни человека представляет электрический ток. Опасность поражения электрическим током усугубляется тем, что, во первых, ток не имеет внешних признаков и как правило человек без специальных приборов не может заблаговременно обнаружить грозящую ему опасность; во вторых, воздействия тока на человека в большинстве случаев приводит к серьезным нарушениям наиболее важных жизнедеятельных систем, таких как центральная нервная, сердечно-сосудистая и дыхательная, что увеличивает тяжесть поражения; в третьих, переменный ток способен вызвать интенсивные судороги мышц, приводящие к не отпускающему эффекту, при котором человек самостоятельно не может освободиться от воздействия тока; в четвертых, воздействие тока вызывает у человека резкую реакцию отдергивания, а в ряде случаев и потерю сознания, что при работе на высоте может привести к травмированию в результате падения.

Воздействие электрического тока на организм человека может явиться причиной электротравмы.

Электротравма - результат воздействия на человека электрического тока и (или) электрической дуги. Электрический ток, проходя через тело человека, производит: термическое — нагрев, вплоть до ожогов, отдельных участков тела, кровеносных сосудов, нервных волокон; электролитическое (биохимическое) — разрушении структуры крови и других органических жидкостей и механическое (биологическое) воздействие — судорожное сокращение отдельных групп мышц. Электрическая дуга — вызывает термическое, световое и ультрафиолетовое воздействие. Световое и ультрафиолетовое излучения поражают глаза.

Сила тока 100 мА и более является смертельно опасной — это фибрилляционный ток, который воздействуя непосредственно на сердечные мышцы, вызывает фибрилляцию сердца (быстрые хаотические и разновременные сокращения волокон сердечной мышцы) и паралич дыхания.

По ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Предельно допустимые величины напряжений и токов. Электробезопасность». Факторы величины напряжения и время воздействия электрического тока, приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Факторы величины напряжения и время воздействия электрического тока

Время действия, с.	Длительность	До 30	1	0,5	0,2	0,1
Величина тока, мА.	1	6	50	100	250	500
Величина напряжения, В.	6	36	50	100	250	500

Для электрического тока промышленной частоты они составляют 500 мА — при длительности 0,1с; 100 мА — при длительности 0,5с; 50 мА — при длительности 1с. С учетом этого принято различать кратковременное (до 1с) и длительное (1 с и более) воздействия тока на человека.

При кратковременном воздействии (0,1 - 0,5с) ток порядка 100 мА не вызывает фибрилляции сердца. Если увеличить длительность воздействия до 1с, то этот же ток может привести к смертельному исходу.

С целью защиты людей от поражения электрическим током разработаны и внедрены специальные правила по технике безопасности, которые являются обязательными для всех работающих и имеющих отношение к устройству или эксплуатации электрооборудования.

Правила устройства электроустановок наряду с требованиями охраны труда и правилами технической эксплуатации содержат требования к электроустановкам, проектирование и монтаж которых обеспечивают безопасность людей в отношении возможности поражения электрическим током, а также надежной и безопасной работы электроустановок.

Персонал, обслуживающий ПС «Лемез-Тамак», при работе может подвергаться следующим опасностям:

при проведении профилактических и ремонтных работ с оборудованием подстанции самым опасным фактором, который может подействовать на человека, является поражение электрически током. Это может произойти как при непосредственном контакте человека с токоведущей частью, так и при приближении его к токоведущей части на расстояние достаточное для возникновения электрической дуги. Поражение человека электрическим током может произойти при прикосновении к частям оборудования нормально не находящемся под напряжением, но оказавшимся под напряжением, при повреждении изоляции;

- при различного рода происшествиях (коротких замыканиях, грозовых разрядах, небрежном отношением с открытым огнем) может возникнуть пожар. Для предотвращения, профилактики и ликвидации пожара существуют различные мероприятия и инструменты;

- вредные последствия пребывания человека в сильном электрическом поле зависят от напряженности поля Е, кВ/м, и от продолжительности его воздействия. Непосредственное влияние электромагнитного поля на человека связано с воздействием на сердечно – сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы;

- также к вредному фактору относится шум и вибрация. Данные факторы приводят к развитию вибрационной болезни, функциональных изменений сердечнососудистой и нервной системы.

Нормативным документом для нормирования шума является ГОСТ 12.1.003-83

ССБТ. Допустимые уровни звукового давления указаны в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Допустимые уровни звукового давления

Уровень звукового давления, Дб	3	25	50	00	000	000	000	000
Октавы со среднегеометрическими частотами, Гц	9	2	6	3	0	8	6	4
Уровень звука. Дб	Не более 85							

Согласно ГОСТ 12.4.012-75 установлены предельно допустимые параметры вибрации, указанные в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Предельно допустимые параметры вибрации

Частота колебаний, Гц	Амплитуда наибольших перемещений при колебаниях, мм	Скорость колебательных движений, мм/с
2	1,28	11,5
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

7.2 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса.

Нормирование параметров микроклимата в рабочей зоне производится в зависимости от времени года, категории работ по энергозатратам и избытку явного тепла. По энергозатратам вычислительная работа, которая будет проводиться в данном помещении, относится к категории «лёгкая физическая», характеристики которой приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Тип работы по энергозатратам

Работа	Категория	Энергозатраты организма	Характеристика работы
Лёгкая физичес- кая	1б	500,5 – 625,5 кДж/ч (150 ккал/ч)	Проводится сидя, стоя, или связанная с ходьбой, но не требующая систематического, физического напряжения или поднятия и переноски тяжестей.

Согласно СанПиН 2.2.2.542 – 96 в производственных помещениях, в которых работа выполняется на ПК, температура, относительная влажность и скорость движения воздуха на рабочих местах должны соответствовать действующим санитарным нормам производственных помещений. Оптимальные нормы для помещений с ПК приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Оптимальные нормы для помещений

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный (температура наружного воздуха +10°С и ниже)	Лёгкая – 1б	21-23	40-60	0,1
Тёплый (температура наружного воздуха выше +10°С)	Лёгкая – 1б	22-24	40-60	0,2

Рабочее место для выполнения работ в положении сидя должно соответствовать требованиям эргономики и требованиям технической эстетики.

Таблица 7.6 — Нормативные значения эргономических параметров рабочего места

Наименование параметра	База отсчета	Нормативное значение
рабочий стол (рабочая поверхность)		
- высота, мм	полы	680-800 при регулировке,725 без регулировки.
- ширина, мм	край стола	800-1400
- глубина, мм	передний край стола	600-800
рабочий стул		
- высота поверхности сиденья, мм	полы	450
- угол наклона поверхности сиденья, град	горизонтальная плоскость	5
- ширина сиденья, мм	край сиденья	400
- глубина сиденья, мм	передний край сиденья	>400
- высота спинки стула, мм	поверхность сиденья	350
- радиус кривизны спинки стула, мм	середина спинки, горизонтальная плоскость	>400
- угол наклона спинки стула, град.	поверхность сиденья, вертикальная плоскость	25°

Параметр считается соответствующим требованиям, если его значение отклоняется от нормативного не более чем на ±10 мм (по линейному параметру) и на 1° (по угловому параметру).

В помещениях, где работают инженерно-технические работники вибрация, инфра – и ультразвук отсутствуют. Источниками шума являются работающие компьютеры и периферийные устройства. Согласно ГОСТ 12.1.003 – 89 ПДУ звука составляет 50 дБА.

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк, причем яркость документа на рабочем месте должна быть не менее 85 кд/м^2.

Яркость светящихся поверхностей (окна, светильники и др.), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м^2, яркость бликов на экране ПК не должна превышать 40 кд/м^2 и яркость потолка при применении системы отраженного освещения не должна превышать 200 кд/м^2.

7.3 Охрана труда

Для обеспечения безопасности проведения работ по монтажу и техническому обслуживанию подстанции предусматривается:

- ограждение токоведущих частей;
- необходимые изоляционные расстояния между токоведущими частями и отдельными присоединениями;
- проходы и проезды;
- электромагнитные и механические блокировки, исключающие ошибочные действия персонала при производстве оперативных переключений;
- защитное устройство заземляющее;
- дистанционное управление выключателями 110 кВ, основными
- выключателями 10 кВ;
- система контроля и автоматики режимов работы;
- защита от коротких замыканий и перенапряжений;
- рабочее и аварийное освещение.

Для обеспечения безопасности проведения работ по монтажу и техническому обслуживанию линий электропередачи предусматривается возможность создания видимых разрывов, при помощи электрооборудования выбранных ранее в проекте (разъединители, короткозамыкатели).

Важной задачей при эксплуатации электрооборудования ПС «Лемез-Тамак» является обеспечение безопасности при его обслуживании. Условия производства работ на действующих электроустановках и необходимые организационные и эксплуатационные технические мероприятия для обеспечения безопасности строго регламентированы «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей».

Действующими электроустановками считаются такие, которые полностью или частично находятся под напряжением или на которые в любой момент может быть подано напряжение. В действующие электроустановки допускаются только лица старше 18 лет, обученные в соответствии требованиям должностной инструкции, прошедшие проверку знаний по профессии в комиссии с получением группы по электробезопасности соответствующей занимаемой должности.

В распределительных устройствах оборудование и ошиновку, находящиеся по напряжением, ограждают или располагают на такой высоте, чтобы случайное прикосновение к ним было невозможно.

Чтобы обеспечить безопасность монтажных работ, правилами предусмотрены специальные технические и организационные мероприятия. К техническим мероприятиям относятся отключение напряжения, установка ограждений и вывешивание плакатов, проверка отсутствия напряжения, установка защитного заземления. К организационным мероприятиям относятся выполнение работ по наряду, распоряжению, в порядке текущей эксплуатации.

Отключение напряжения включает в себя следующее: все токоведущие части электроустановки, на которых будут производится работы, должны быть отключены. Необходимо также отключить все токоведущие части, к которым возможно случайное прикосновение или приближение работников на расстояние не менее:

- 0,7 м – при номинальном напряжении до 15 кВ включительно;

- 1 м – при номинальном напряжении от 15 до 35 кВ включительно;

- 1,5 м – при номинальном напряжении от 35 до 110 кВ включительно.

Отключать напряжение следует так, чтобы отключаемое оборудование отделялось со всех стон от токоведущих частей, находящихся под напряжением. При этом с каждой стороны должен быть видимый зазор. Работать на оборудовании, отключенном от токоведущих частей только выключателем, запрещается.

Отключив напряжение, необходимо принять меры, препятствующие самопроизвольной подачи напряжения. Для этого из рубильников убираются плавкие вставки, а приводы разъединителей запирают на замок.

Установка ограждений и вывешивание плакатов заключается в следующем: на всех приводах выключателей и разъединителей и на ключах управления, с помощью которых напряжение может быть подано к месту работы, вывешивают плакаты «Не включать – работают люди!». В закрытых распределительных устройствах на сетчатых или сплошных ограждениях ячеек, соседних с местом работы и противолежащих, вывешиваются плакаты «Стой – высокое напряжение!». Такие же щиты следует установить и во всех остальных местах, куда ремонтному персоналу вход воспрещен.

На открытом распределительном устройстве подстанции место работ ограждают канатом, на котором укрепляют плакат «Стой – высокое напряжение!» так чтобы путь по конструкции к соседним токоведущим частям был закрыт. У места, предназначенного для выполнения работ, после окончания его подготовки помещают плакаты «Работать здесь».

Проверка отсутствия напряжения заключается в проверке дежурным персоналом с помощью указателя напряжения отсутствие напряжения на отключенном оборудовании.

Установка защитного заземления на токоведущие части производится непосредственно после поверки отсутствия напряжения. Переносное заземление необходимо сначала присоединить к заземляющему устройству, а затем (после проверки отсутствия напряжения) установить на токоведущие части. Снимать переносное заземление необходимо в обратном порядке. Установка и снятие перенос-

ного заземления должны выполняться в диэлектрических перчатках и ботах с применением в электроустановках свыше 1000 В изолирующей штанги. Закреплять зажимы переносных заземлителей следует этой же штангой.

К организационным мероприятиям, обеспечивающим безопасность производства работ относятся: оформление работ по нарядам в электроустановках, надзор во время работ в электроустановках и оформление окончания работ в них.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

7.4 Система освещения

В распределительных устройствах, производственных помещениях, на рабочих местах и открытых пространствах применяется рабочее и аварийное освещение напряжением 220 В. Для освещения используются лампы накаливания, люминисцентные лампы, для наружного освещения используются прожекторы на мачтах и лампы ДРЛ. Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения окраской.

Питание светильников аварийного и рабочего освещения в нормальном режиме осуществляется от общего источника питания. При отключении общего источника сеть аварийного освещения автоматически переключается на независимый источник питания – аккумуляторную батарею.

Сеть аварийного освещения выполнена без штепсельных розеток.

Переносные светильники, применяемые при организации ремонтных работ, питаются от сети напряжением 12 В.

7.5 Шум и вибрация

В результате гигиенических исследований установлено, что шум и вибрация ухудшают условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии шума на организм человека происходят нежелательные явления: снижается острота зрения и слуха, повышается кровяное давление, снижается внимание. Сильный продолжительный шум может быть причиной функциональных изменений сердечно-сосудистой и нервной систем.

Источником шума являются трансформаторы, вспомогательные машины, системы вентиляции.

Вибрации также неблагоприятно воздействуют на организм человека, они могут быть причиной функциональных расстройств нервной и сердечно- сосудистой систем, а также опорно-двигательного аппарата. Эти заболевания сопровождаются головными болями, головокружением, повышенной утомляемостью.

Длительное воздействие вибрации приводит к развитию вибрационной болезни, успешное лечение которой возможно только на ранней стадии ее развития.

Эффект воздействия вибраций на человека зависит от их характеристик(амплитуда, частота, период). Общие воздействия связаны с резонансными колебаниями отдельных частей тела и внутренних органов. Например, резонансная частота отдельных частей тела и внутренних органов (желудок, органы брюшной полости) равна 7-8 Гц, резонансная частота глазного яблока 80 Гц. Колебания с указанными частотами на рабочих местах весьма опасны, так как могут вызвать разрывы и повреждения органов человека.

При вибрациях малой частоты и переменного периода, которые ощущаются кактряска или толчки, могут возникать опасные перемещения тела, ушибы.

Выполнение рабочих движений затруднено. Плавные низкочастотныеколебания ощущаются как качка. Укачивание ("морская болезнь") возникает, как правило, при повышенной чувствительности рецепторов вестибулярного аппарата и внутренних органов.

В целях профилактики неблагоприятного воздействия локальной и общей вибрации работающие должны использовать средства индивидуальной защиты: рукавицы или перчатки (ГОСТ 12.4.002-74. «Средства индивидуальной защиты рук от вибрации. Общие требования»); спецобувь (ГОСТ 12.4.024-76. «Обувь специальная виброзащитная») и производить виброизоляцию рабочих мест (виброизолирующие помосты и сиденья).

7.6 Производственная санитария

Производственный микроклимат — состояние воздушной среды распределительных устройств и трансформаторных камер — температура, влажность, движение воздуха и тепловое излучение нагретых тел должны удовлетворять требованиям ГОСТ 12.1.005—88. Микроклимат постоянно изменяется в зависимости от колебаний внешних метеорологических условий, времени дня и года, вида технологических процессов, наличия источников тепла или холода, состояния защитного ограждения, объёма воздушного пространства и других факторов. Температура воздуха в производственных помещениях должна быть в зависимости от тяжести работы, в холодное время года и переходные периоды от 16 до 23 °С.

Все помещения ПС «Лемез-Тамак» имеют отопление, естественную и искусственную вентиляцию.

Оценка теплотехнических качеств ограждающих конструкций, подсчет теплопотерь и проектирование систем отопления, вентиляции и кондиционирования ведутся в соответствии с требованиями СНиП и ПУЭ.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ (паров, газов, дыма) в воздухе помещений принимаются в соответствии с санитарными нормами проектирования промышленных предприятий.

7.7 Мероприятия по снижению энергетических воздействий

На подстанции применяются следующие виды преднамеренно выполняемых соединений с землей:

а) рабочее заземление – это заземление нейтралей трансформаторов. При заземленной нейтрали повышается безопасность эксплуатации, так как обеспечивается четкое и надежное действие релейной защиты и быстрое отключение повреждений.

б) защитное заземление. Мероприятиями от прикосновения к частям в нормальном режиме не находящимся под напряжением, но оказавшимся под напряжением, при повреждении изоляции являются надежные заземления корпусов электрооборудования и конструктивных металлических частей электроустановок.

ОРУ подстанции должно быть надежно защищено от попадания высоких потенциалов в результате грозовых разрядов молнии. Устройство молниезащиты должны практически полностью исключать такую возможность. Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется с помощью отдельно стоящих стержневых молниеотводов. Расчет молниезащиты и защитного заземления ОРУ ПС «Лемез-Тамак» представлен ниже.

7.8 Эргономика и производственная эстетика.

Режим труда и отдыха – это устанавливаемые для каждого вида работ порядок чередования периодов работы и отдыха и их продолжительность. Рациональный режим – такое соотношение и содержание работы и отдыха, при которых высокая производительность труда сочетается с высокой и устойчивой работоспособностью человека без признаков чрезмерного утомления в течение длительного времени. Установление общественно необходимой продолжительности рабочего времени и распределение его по календарным периодам на предприятии достигаются при разработке правил, в которых предусматривается порядок чередования и продолжительность периода работы и отдыха. Этот порядок называется режимом труда и отдыха. Персонал, обслуживающий ПС «Лемез-Тамак», подразделяется на ремонтный и оперативно-ремонтный. Оперативно персонал работает по 12-ти часовому графику «день–ночь–через два дня»; ремонтный работает по 8-ми часовому графику, пять дней в неделю.

7.9 Противопожарная и взрывобезопасность

Пожаром называется неконтролируемое горение вне специального очага, наносящее материальный ущерб.

Опасными факторами пожара для человека являются открытый огонь и искры, повышенная температура воздуха и предметов, токсичные продукты горения, дым, пониженная концентрация кислорода в воздухе, обрушения и повреждений зданий, сооружений, установок, а также взрывы.

Пожарная опасность электроустановок обусловлена наличием в применяемом электрооборудовании горючих изоляционных материалов.

Горючей является изоляция обмоток электрических машин, трансформаторов, различных электромагнитных устройств. Наибольшую опасность представляют маслонаполненные аппараты - трансформаторы, баковые выключатели, кабели с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифолевым составом, аккумуляторные батареи.

При работе на подстанции возможны возникновения следующих аварийных ситуаций:

- короткие замыкания;
- перегрузки;
- повышение переходных сопротивлений в электрических контактах;
- перенапряжение;
- возникновение токов утечки;
- неаккуратное обращение с огнём;
- неправильное проведение сварочных работ.

При возникновении аварийных ситуации происходит резкое выделение тепловой энергии, которая может явиться причиной возникновения пожара. На долю пожаров, возникающих в электроустановках приходится 20%.

Особое внимание следует обратить на возгорания масла из маслонаполненного оборудования. Для предотвращения растекания масла и распространения

пожара при повреждениях маслоприемного оборудования согласно требованиям ПУЭ-2003 п.4-2-70.4-2-101, на трансформаторной подстанции выполняются специальные сооружения маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

При общем объеме масла – 14, 8 $м^3$, общий объем маслосборника принимаем 50 $м^3$, из условия размещения в нем 100 % масла и 20 $м^3$ воды на пожаротушение.

Маслосборник должен быть всегда пустым и готовым для приема масла и воды на случай аварии.

На территории подстанции в соответствующем месте уставлен щит с противопожарными инструментами: огнетушителем и ящик с песком. Внешний периметр подстанции окопан для предотвращения передвижения огня как снаружи так и извне ее.

Тушение пожара электрооборудования производят при снятом напряжении, не допуская перехода огня на рядом расположенные установки. При загорании маслонаполненной аппаратуры можно пользоваться любыми средствами пожаротушения: воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями. Тушить контактными струями воды горящее масло не рекомендуется во избежание увеличения площади пожара.

При тушении кабелей, проводов, аппаратуры применяют углекислотные огнетушители, а также распыленную воду. Если напряжение снять невозможно, допускается тушение пожара компактными и распыленными водными струями. При этом ствол пожарного рукава должен быть заземлен, а работать следует в диэлектрических перчатках и ботах.

7.10 Экологическая безопасность

Основными возможными источниками загрязнения окружающей среды на трансформаторной подстанции являются: трансформаторное масло, используемое для охлаждения силовых трансформаторов, демонтируемое оборудование и электромагнитные излучения.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара в случае повреждения маслонаполненных трансформаторов на подстанции предусмотрены маслоприемники, объем которых рассчитан на прием масла, содержащегося в трансформаторе. Маслоприемник выполняется в виде ямы, которая располагается под маслонаполненным оборудованием. Яма закрывается решеткой, покрытой гравием, что предотвращает распространение пожара в случае возгорания масла.

Демонтируемое оборудование перевозится с территории подстанции на склад предприятия, там производится его оприходование и хранение. Если оборудование находится в исправном состоянии или подлежит какому-либо ремонту, то оно может использоваться для установки на других объектах электроснабжения либо используется в качестве запасных частей. Оборудование, которое по каким-либо причинам не подлежит восстановлению, утилизируется.

Вредное действие электромагнитного поля на живые организмы и в первую очередь на человека, проявляется только при высоких напряженностях порядка 200 А/м, возникающих на расстояниях до 1-1,5 м от проводов фаз ВЛ и силовых трансформаторов, и представляет опасность при работе под напряжением.

Без учета длительности воздействия на человека допустимая напряженность электрического поля составляет 20 кВ/м – под линиями в труднодоступной местности (болота, горные склоны); для ненаселенной местности – 15 кВ/м; в местах пересечения с дорогой - 10 кВ/м; для населенной местности, где под линиями могут часто находится люди – 5 кВ/м. При напряженности 1,5 кВ/м на границах жилых застроек допускается пребывание человека в электрическом поле по 24 ч в сутки в течение всей жизни.

Нормирование электромагнитных полей осуществляют по предельно- допустимым уровням напряженности электрического и магнитного полей частотой 50 Гц, в зависимости от времени пребывания в нем, и регламентируются санитарными нормами и правилами выполнения работ в условиях воздействия электрических полей промышленной частоты (СанПиН 5802-91 и ГОСТ 12.1.002-84 ССБТ «Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах»).

Допустимая длительность пребывания эксплуатационного персонала без принятия специальных мер для ограничения воздействия электрического поля (например, специальных костюмов с проводящими нитями, создающими экранирующий эффект) приведены в таблице 7.7.

Данные таблицы действительны при условии, что остальное время рабочего дня человека не находится в электрическом поле напряженностью 5 кВ/м или более.

Выполнение этих условий обеспечивает самовосстановление организма в течение суток без остаточных реакций и функциональных или патологических изменений.

Таблица 7.7 – Нормы пребывания персонала в электрическом поле

Напряженность электрического поля Е, кВ/м	Допустимая продолжительность пребывания персонала в течении суток, мин
5	Без ограничения (в течении рабочего дня)
10	180
15	90
20	10
25	5

Косвенное воздействие электрического поля заключается в возникновении тока или кратковременных разрядов при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным объектам или наоборот, при прикосновении изолированного от земли человека к заземленным объектам.

7.11 Гражданская оборона

Гражданская оборона – это перечень вопросов и мероприятий по обеспечению безаварийной работы промышленного предприятия, так как аварии и катастрофы наносят крупный ущерб народному хозяйству. Мероприятия по предупреждению аварий и катастроф представляет собой комплекс организационных и инженерно- технических мероприятий, направленных на выявление и устранение возможных причин аварий и катастроф, максимальное снижение возможных раз-

рушений и потерь в случае, если эти причины полностью устранить не удается, а также на создание благоприятных условий для организации и проведения, спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ.

Под инженерно-техническими мероприятиями гражданской обороны понимаются строительно-планировочные разработки, предусматривающие заблаговременное решения комплекса оборонно-технических задач, направленных на предотвращение угрозы для населения и территорий, и на повышение надежности и безопасности функционирование проектируемого объекта в условиях диверсии или открытого вооруженного конфликта.

Эти мероприятия разрабатываются и внедряются комплексно, с охватом всех вопросов, от которых зависит безаварийная работа объектов, с учетом их производственных и территориальных особенностей, с привлечением всех звеньев управления производственной деятельностью.

На объекте отсутствует радиоактивная опасность. Наиболее вероятные ЧС – это пожар.

Все работники предприятия проходят противопожарный инструктаж, занятия по пожарно-техническому минимуму.

Пожар на подстанции может возникнуть при повреждении действующего оборудования и воспламенении горючих материалов, а так же во время ремонтных работ при пользовании открытым огнем (пайка, сварочные работы), в случае несоблюдения мер пожарной безопасности.

К пожароопасному оборудованию относятся все типы силовых трансформаторов, масляные выключатели, шкафы КРУ с кабельными вводами.

Силовые кабели являются также потенциальными источниками возникновения пожара как от внешних причин, так и от самовозгорания (например, при токах короткого замыкания).

На подстанции предусматривается набор первичных средств пожаротушения порошковые и углекислотные, ящик с песком емкостью 0,5 $м^3$, противопожарный инвентарь (лопаты, кирки, лом).

На подстанции предусмотрены планы эвакуации и аварийные выходы при чрезвычайных ситуациях. Назначены ответственные за выполнение соответствующих мероприятий, проводятся плановые проверки. В случае возникновения пожара или подтопления необходимо обеспечить вывод людей, а по возможности и эвакуацию техники в безопасное место. Ответственность за противопожарное состояние помещений и эвакуацию персонала и техники при чрезвычайных ситуациях несет начальник соответствующего объекта.

Оповещение в рабочее и нерабочее время возложено на диспетчерскую службу. При ликвидации последствий стихийных бедствий, крупных аварий, катастроф предусматриваются оповещение работающих и служащих работающей смены обычно используются сети внутреннего радиовещания, телефонной или диспетчерской связи.

7.12 Устойчивость работы подстанции в чрезвычайных ситуациях

Под устойчивостью ПС понимается ее способность выполнять свои функции в установленных объемах и нормах, а также приспособленность ПС к восстановлению в случае повреждения.

Мероприятия по обеспечению устойчивости работы ПС, прежде всего, должны быть направлены на защиту рабочих и служащих и быть тесно связаны с мероприятиями по подготовке и проведению спасательных и неотложных аварийно-спасательных работ в очагах поражения.

К основным мероприятиям, обеспечивающим повышение устойчивой работы ПС относятся:

повышение прочности и устойчивости важнейших элементов объекта и совершенствование технического обслуживания;

повышение устойчивости материально-технического снабжения;

разработка мероприятий по уменьшению вероятности возникновения вторичных факторов поражения и ущерба от них;

подготовка к восстановлению электроснабжения после поражения объекта.

Вывод по разделу семь

Выбраны нормативные значения эргономических параметров рабочего места, рассмотрен вопрос освещение помещения, противопожарная и экологическая безопасность, действия персонала в условиях чрезвычайных ситуаций. Рабочее место оператора не представляет экологической опасности. Элементы автоматизированной системы не представляют опасности для здоровья людей и не являются загрязнителями окружающей среды.

8 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАБОТЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены вопросы организации рационального энергоснабжения ПС Лемез-Тамак мероприятий по снижению потерь электрической энергии. Был проведен анализ существующей организации учета потребления и потерь электроэнергии и выводы о её неудовлетворительном состоянии. Особое внимание было уделено учету коммерческих потерь электроэнергии. Произведен компьютерный расчет потерь и мощности электроэнергии в программе РТП 3.2 результаты расчета экспортируются в формат MS Excel, где приводится информация по каждому узлу и опоре. Анализ результатов расчетов потерь в программном комплексе РТП 3.2 электроэнергии показал, что за последние четыре года в ПО СВЭС достигнуты определенные результаты в плане снижения потерь электроэнергии.

Наиболее перспективными решениями по снижению потерь электроэнергии является:

- наличие программы для расчета балансов по КТП с учетом технических потерь, для ограничения области поиска недоучета;
- установка выносного учета;
- передача информации со счетчиков электроэнергии на подстанцию по силовой сети посредством PLC - модема.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в связи с постоянным ростом электропотребления, увеличением использования энергии в коммунальном хозяйстве и применения различных электробытовых приборов необходимо дальнейшее развитие электроэнергетики.

В России отсутствует структура, координирующая техническую политику в области учета будущих многочисленных энергосбытовых организаций на розничном рынке электроэнергии. Мировой опыт свидетельствует, что если «быт» приносит более 20% доходов, то энергокомпании вынуждены принимать специальные меры по повышению уровня собираемости платежей от населения.

Наиболее перспективными отечественными автоматизированными системами учета бытовых потребителей являются АИИСКУ (АСКУЭ) с использованием PLC – технологий.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Инструкция о порядке подготовки, передачи и автоматизированной обработки отечественных данных по потерям электроэнергии в электрических сетях Минэнерго СССР (Текст): И 34-70-003-83. -М.:СПО Союзтехэнерго,1983.

2. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений (Текст): И 34-70-029-86. -М.: СПО Союзтехэнерго,1987.

3. Инструкция по учету электроэнергии в энергосистемах (Текст): И 34-34-006-83. -М.: СПО Союзтехэнерго,1983.

4. Типовая инструкция по учету электроэнергии при её производстве, передаче и распределении (Текст): РД 34.09.101.94. -М.: СПО ОРГРЭС,1995

5. Шабад М.А. Защита и автоматика электрических сетей агропромышленных комплексов. — Л.: Энергоатомиздат, 1987.

6. Методическое указания к курсовому проекту: Электроснабжение сельскохозяйственного населенного пункта (для студентов факультета ЭА СХП) Челябинск 2000 г

7. Министерство сельского хозяйства Российской Федерации Департамент научно-технологической политики и образования «Стандарт предприятия» Общие требования к оформлению СТП ЧГАА 2-2011 Челябинск 20011 г

8. Поспелов Г.Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях [Текст]:учеб.пособие /Г.Е. Поспелов,Н.М. Сыч.- М.: Энергоиздат,1981.

9. Правила устройства электроустановок. -6-е изд., доп. и испр. - М. : Госэнергонадзор, От 08.07.2002 № 204

10. АО Электротехнические заводы «Энергомера» [сайт] http://www.energomera.ru/ru/products/askue/variants/municipal_services/plc (дата обращения: 02.05.2015).

11. ООО «Инкотекс-СК» [сайт] http://www.incotexcom.ru/m225.htm (дата обращения: 05.05.2015).

12. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей - : Обязательны для всех потребителей электроэнергии независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности. - 4-е изд. - СПб. : Изд-во Деан, 2000.

13. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов/ А.А.Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; Под ред. А.А. Васильева. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1990.- 576 с.: ил.

14. ПО СВЭС ООО «Башкирэннрго» (дочернее предприяие ОАО «БЭСК»).

Организация рационального электроснабжения ПС Лемез – Тамак Мечетлинского РЭС Республики Башкортостан с разработкой мероприятий по снижению потерь электрической энергии.

Цель: разработка мероприятий по снижению потерь электрической энергии на ПС 110/35/10 кВ Лемез – Тамак.

Задачи:

–произвести расчет потерь мощности и электроэнергии ;

–разработать автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии;

–определить технико–экономических показателей вариантов установки элементов автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии;

–рассмотреть вопросы охраны труда, экологической и пожарной безопасности;

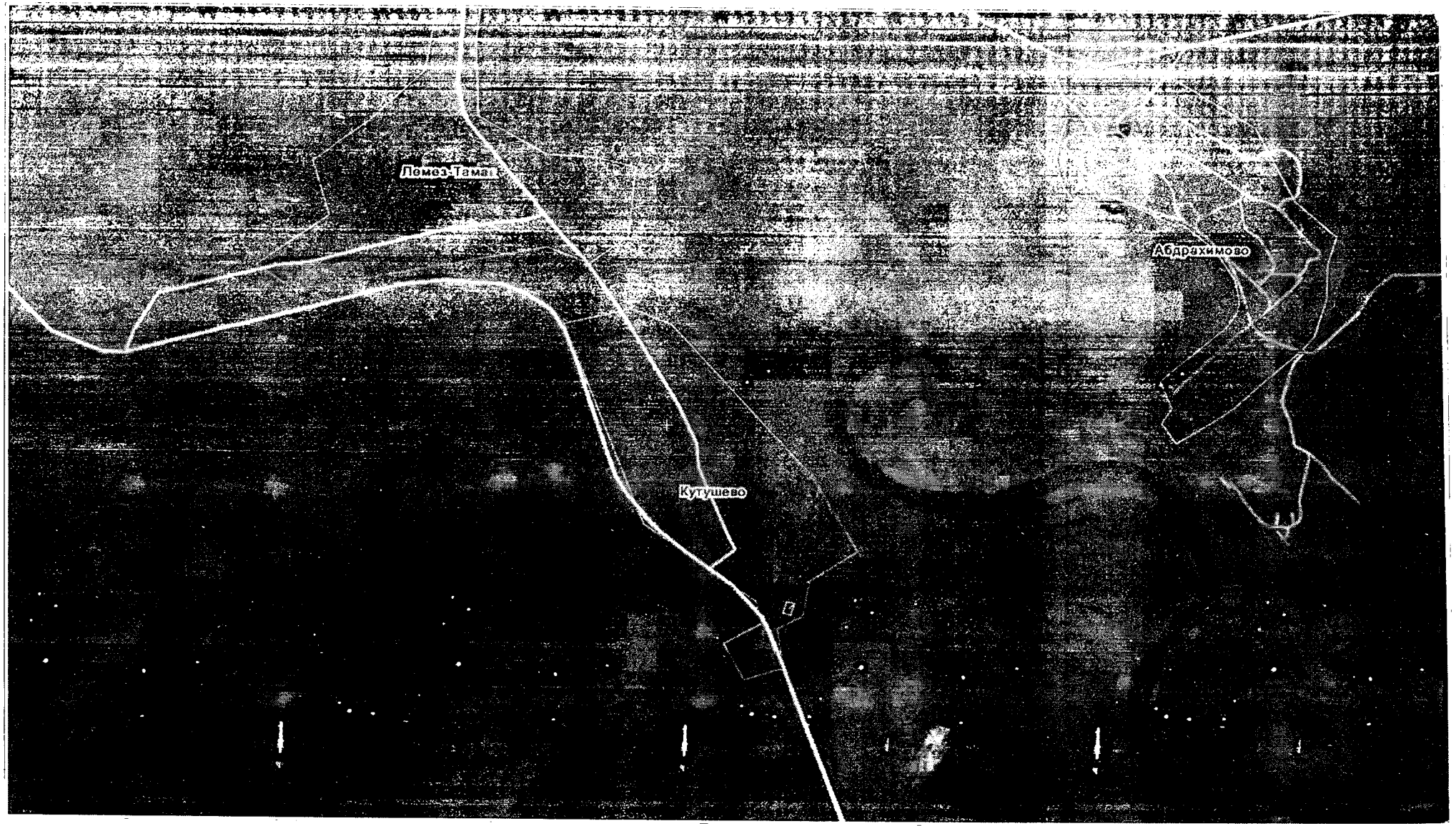
Объект: система электроснабжения ПС Лемез – Тамак.

				14.04.00.2016.625.00.00		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Разраб.		Канов Е.А.			Тема и цель ВКР	Лит. / Масса / Масштаб: В / К / Р / – / –
Пров.		Жарков П.Р.				Лист / Листов
Т.контр.						ЮУрГУ г. Челябинск Кафедра ЭиПЭ
Рецензент		Швецов С.С.				
Н.контр.		Семченков А.В.				
Утв.		Мытарин Л.Я.				

Копировал Формат А1

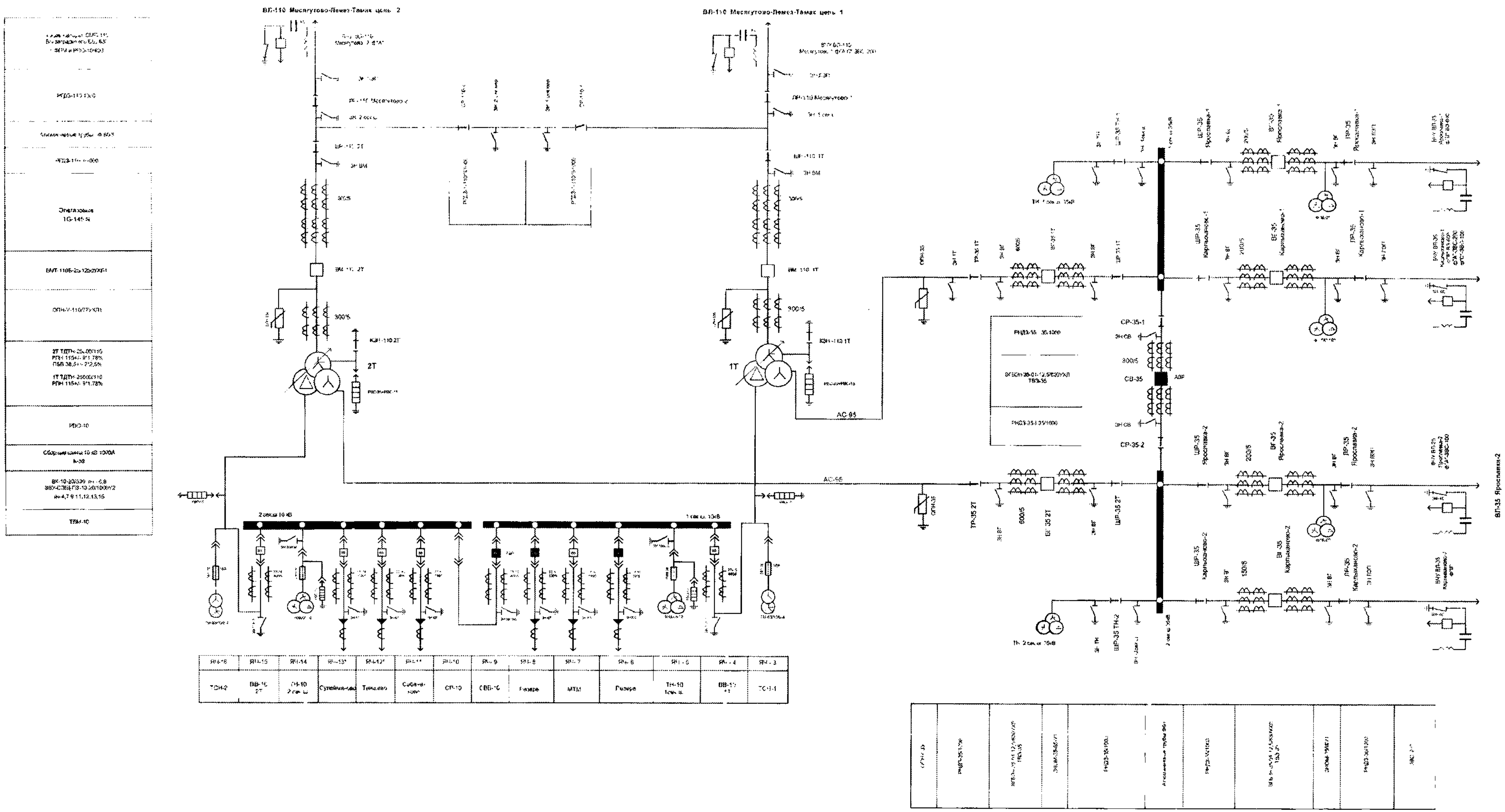
14.04.00.2016.625.00.00

КАРТА-СХЕМА ПС.ЛЕМЕЗ-ТАМАК



14.04.00.2016.625.00.00

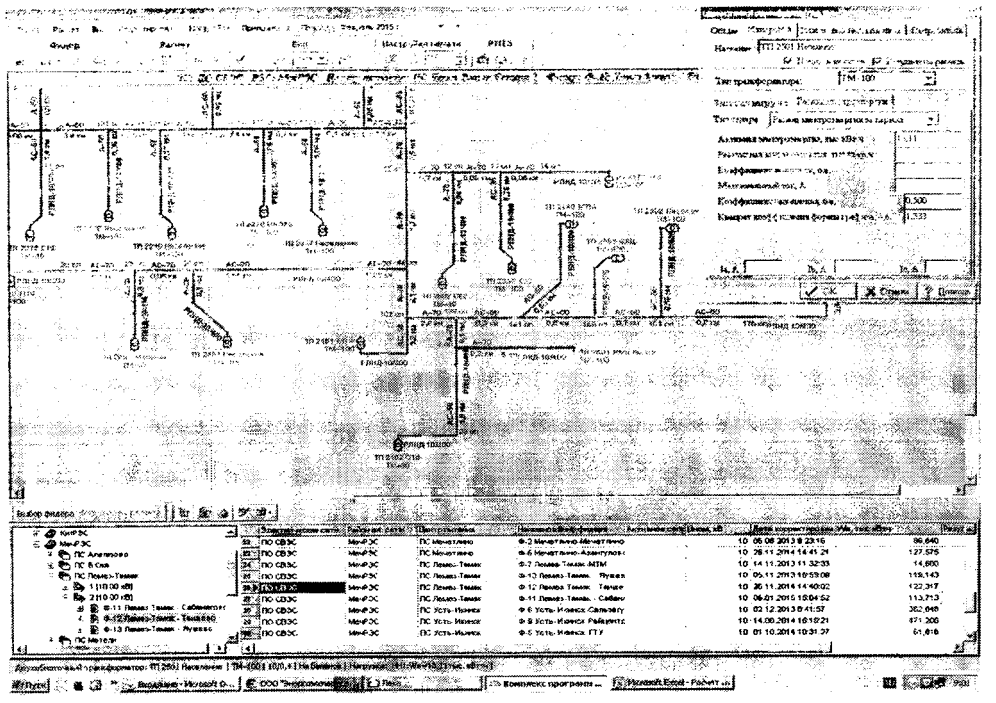
СУЩЕСТВУЮЩАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ



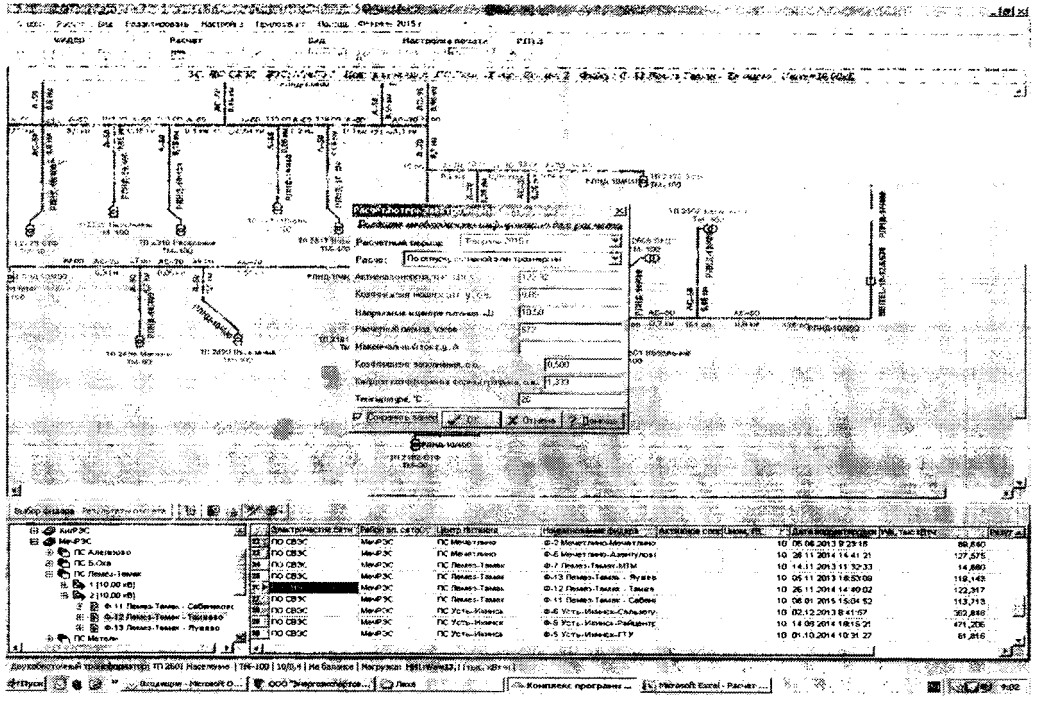
14.04.00.2016.625.00.00		
Существующая схема электроснабжения	Лит.	Масса	Масштаб
	ЮУрГУ г. Челябинск Кафедра ЭиАПУ	

Копировал Формат А1

Пример расчета потерь мощности и электроэнергии для Ф-12 «Лемез -Тамак - Таишего» с ТП2501 в программе РТП-3.2



Общая информация о районе электрических сетей, фидера Ф-12 «Лемез-Тамак- Таишево»



Данными по мощности головного участка линии ТП-2501 (фрагмент из Excel)

Активная мощность головного участка, кВт	59,561
Реактивная мощность головного участка, квар	0,000
Ток головного участка, А	83,468
Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения, о.е.	0,348
Коэффициент разветвления, о.е.	0,376
Максимальные относительные потери напряжения, %	9,83
Температура, °С	20
Длина магистрали, км	0,564
Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км	0,714
Длина однофазных ответвлений, км	2,055
Эквивалентная длина линии, км	1,330

Электрические сети	ПО СВЭС
Район электрических сетей	МечРЭС
Центр питания	ПС Лемез-Тамак Секция 2
Наименование фидера	Ф-12 Лемез-Тамак-Таишево
Трансформаторная подстанция	ТП 2501 Население
Тип трансформатора, кВ·А	ТМ-100
Наименование линии	ТП 2501/567245
Номинальное напряжение линии, кВ	0,380
Расчетный период	Январь 2015

Параметры фидера	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Напряжение в центре питания, В	238	238	238
Измеренный ток г.у., А			
Максимальный ток г.у., А			
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.	1,000	1,000	1,000

14.04.00.2016.625.00.00

Пример расчета потерь мощности ... 2016 программе РТП - 3.2

г. Челябинск Кафедра ЭЛАПН

Формат А1

Результаты расчета электрических нагрузок

Результаты расчета потерь электроэнергии Ф-12 с ТП2501

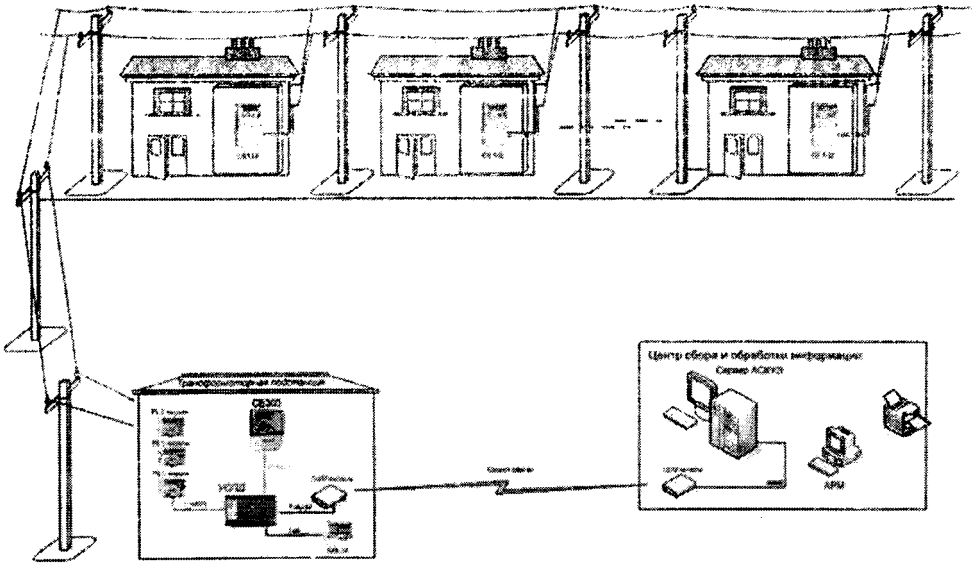
№ п.п	Параметр	Ед. изм	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт ч	2,200	0,000	2,200
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. кварч	1,077	0,000	1,077
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт ч	42,800	0,000	42,800
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. кварч	-0,735	0,000	0,735
5	Количество абонентов	аб.	105	0	105
6	Количество узлов в линии	штук			163
7	Количество воздушных участков	штук	111	0	111
8	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
9	Общее количество участков	штук	111	0	111
10	Длина воздушных участков линии	м	3368	0	3368
11	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
12	Суммарная длина участков линии	м	3368	0	3368
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,097	0,000	0,097
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВтч/км	0,653	0,000	0,653
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	4,89	0,00	4,89

Результаты расчета потерь мощности Ф-12 с ТП 2501

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной мощности в линиях	кВт	2,035	0,000	2,035
2	Потери реактивной мощности в линиях	квар	0,988	0,000	0,988
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	кВт	57,527	0,000	57,527
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	квар	-0,988	0,000	0,988
5	Количество абонентов	аб.	105	0	105
6	Количество узлов в линии	штук			163
7	Количество воздушных участков	штук	111	0	111
8	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
9	Общее количество участков	штук	111	0	111
10	Длина воздушных участков линии	м	3368	0	3368
11	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
12	Суммарная длина участков линии	м	3368	0	3368
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,097	0,000	0,097
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	кВт/км	0,604	0,000	0,604
15	Отношение суммарных потерь к мощности головного участка	%	3,42	0,00	3,42

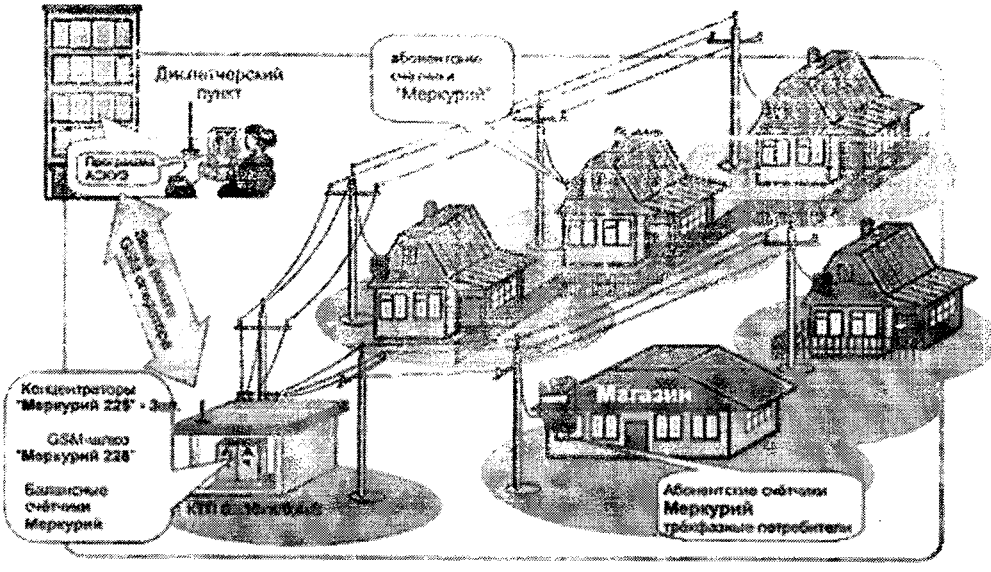
Электрическая нагрузка за месяц по действующим фидерам

Дата время	Фидер-7 МТМ		Фидер-11 Сабанаково		Фидер-12 Таишево		Фидер-13 Яушево		Сумма Фидеров 10кВ
	2000 актив	2000 реакт	3000 актив	3000 реакт	2000 актив	2000 реакт	3000 актив	3000 реакт	
01.02.2015	452	279	1930	1245	3613	2387	2094	1355	13355
01.03.2015	460	282	1967	1261	3674	2417	2133	1372	13566

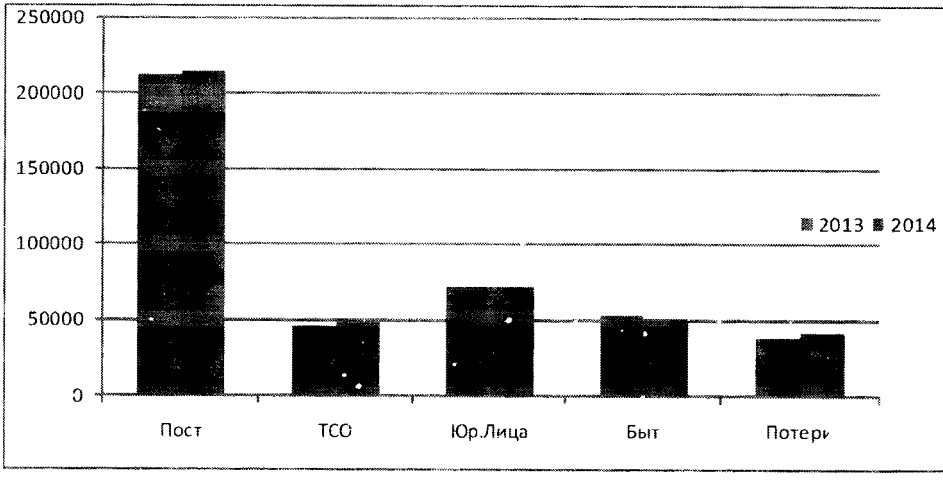


Комерческие потери до и после установки АСКУЭ

№ п/п	Наименование узла повышенных коммерческих потерь электроэнергии	Коммерческие потери электроэнергии до установки АСКУЭ тыс.кВтч.	Коммерческие потери электроэнергии после установки АСКУЭ, тыс.кВтч.
1	ТП 10/0,4 кВ №2519н.п.Абдрахимово	178,5	37,6
2	ТП 10/0,4 кВ №2516н.п.Абдрахимово	92,9	44,13
3	ТП 10/0,4 кВ №2316н.п.Юнусово	105,7	59,2
4	ТП 10/0,4 кВ №2548н.п.Юнусово	116	55
5	ТП 10/0,4 кВ №2577 н.п.Юнусово	90,6	42
6	ТП 10/0,4 кВ №2499 н.п.Темеряково	62,6	28
7	ТП 10/0,4 кВ №2502н.п.Таишево	93,3	44
8	ТП 10/0,4 кВ №2501н.п.Таишево	94,6	46
	Итого:	738,66	347



Сравнительная диаграмма полезного отпуска



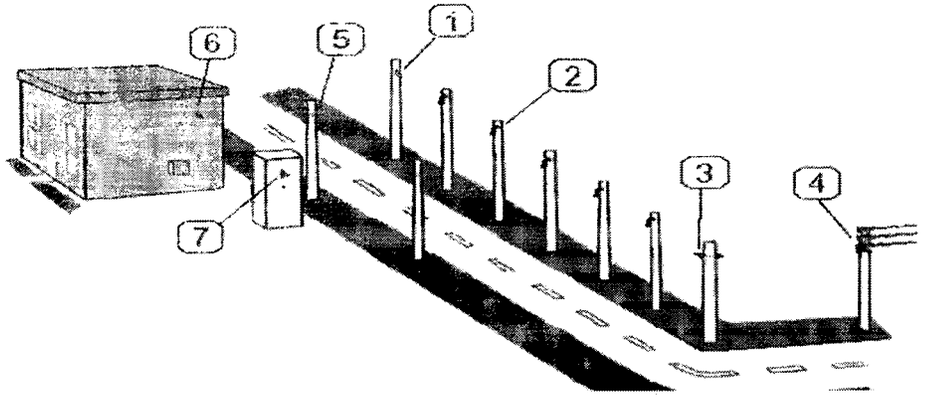
					140400.2016.625.00.00	
Изм.	Кол.уч.	№ докум.	Подп.	Дата	Мероприятия по снижению потерь электроэнергии	Лит. / Масса / Масштаб
Разраб.	Юрий С.					
Пров.	Копоть Р.С.					Лист / Листов
Н.контр.						
Утв.	Вершов С.Е.					ЮУрГУ г. Челябинск Кафедра ЭиАПУ
Гл.инж.	Ананьева А.В.					
Гл.эн.	Горлова Л.Н.					

Копировал Формат А1

14.04.00.2016.625.00.00

ОХРАНА ТРУДА И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВЫПУСКНОЙ РАБОТЫ

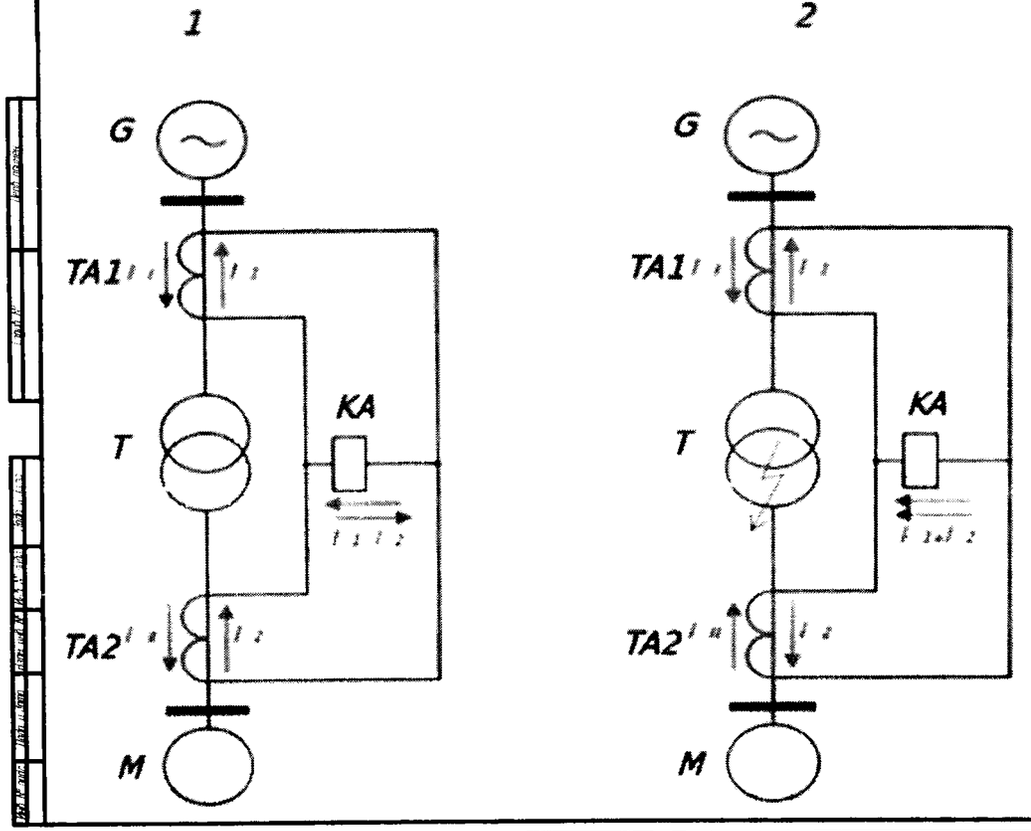
Защита ВЛ с СИП от перенапряжений и заземление



Коммерческие потери электроэнергии до и после установки АСКУЭ

№ п/п	Наименование узла повышенных коммерческих потерь электроэнергии	Коммерческие потери электроэнергии до установки АСКУЭ тыс.кВтч.	Коммерческие потери электроэнергии после установки АСКУЭ, тыс.кВтч.
1	ТП 10/0,4 кВ №2519н.п.Абдрахимово	178,5	37,6
2	ТП 10/0,4 кВ №2516н.п.Абдрахимово	92,9	44,13
3	ТП 10/0,4 кВ №2316н.п.Юнусово	105,7	50,2
4	ТП 10/0,4 кВ №2548н.п.Юнусово	116	55
5	ТП 10/0,4 кВ №2577 н.п.Юнусово	90,6	42
6	ТП 10/0,4 кВ №2499 н.п.Темеряково	62,6	28
7	ТП 10/0,4 кВ №2502н.п.Таишево	93,3	44
8	ТП 10/0,4 кВ №2501н.п.Таишево	94,6	46
	Итого:	738,66	347

Схемы продольной дифференциальной защиты



Стоимость коммерческих потерь до и после установки АСКУЭ

№ п/п	Наименование узла повышенных коммерческих потерь электроэнергии	Стоимость коммерческих потерь электроэнергии до установки АСКУЭ(1,5 руб.за1кВтч),тыс.руб.	Стоимость коммерческих потерь электроэнергии после установки АСКУЭ(1,5 руб.за1кВтч),тыс.руб.
1	ТП 10/0,4 кВ №2519 н.п.Абдрахимово	119	56,5
2	ТП 10/0,4 кВ №2516 н.п.Абдрахимово	139,4	66,2
3	ТП 10/0,4 кВ №2316 н.п.Юнусово	158,6	75,3
4	ТП 10/0,4 кВ №2548 н.п.Юнусово	174,0	82,5
5	ТП 10/0,4 кВ №2577 н.п.Юнусово	136	63
6	ТП 10/0,4 кВ №2499 н.п.Темеряково	94	42
7	ТП 10/0,4 кВ №2502 н.п.Таишево	140	66
8	ТП 10/0,4 кВ №2501 н.п.Таишево	142	69
	Итого:	1108	520,5

14.04.00.2016.625.00.00

Выводы:

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены вопросы организации рационального энергоснабжения ПС Лемез-Тамак мероприятий по снижению потерь электрической энергии. Был проведен анализ существующей организации учета потребления и потерь электроэнергии и выводы о её неудовлетворительном состоянии. Особое внимание было уделено учету коммерческих потерь электроэнергии. Произведен компьютерный расчет потерь и мощности электроэнергии в программе РТП 3.2 результаты расчета экспортируются в формат MS Excel, где приводится информация по каждому узлу и опоре. Анализ результатов расчетов потерь в программном комплексе РТП 3.2 электроэнергии показал, что за последние четыре года в ПО СВЭС достигнуты определенные результаты в плане снижения потерь электроэнергии.

Наиболее перспективными решениями по снижению потерь электроэнергии является:

- наличие программы для расчета балансов по КТП с учетом технических потерь, для ограничения области поиска недоучета;
- установка выносного учета;
- передача информации со счетчиков электроэнергии на подстанцию по силовой сети посредством PLC – модема.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	14.04.00.2016.625.00.00			
Разраб.						Выводы по ВКР	Лит.	Масса	Масштаб
Пров.							В	К	Р
Н.контр.							Лист	Листов	
Утв.							ЮУрГУ г. Челябинск Кафедра ЭиАПУ		

Копировал:

Формат А1